

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы				
«Анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта на Игольско-Таловом нефтяном месторождении (Томская область)»				

УДК 622.276.6(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2БЗГ	Кузьмичев Арсен Самвелович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	канд. физ.-мат. наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
з-2БЗГ	Кузьмичеву Арсену Самвеловичу

Тема работы:

Анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта на Игольско-Таловом нефтяном месторождении (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	1218/с от 22.02.2018
---	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Данные для проведения ГРП, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Геолого-физическая характеристика месторождения. 2. Текущее состояние разработки месторождения. 3. Анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 5. Социальная ответственность

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Юлия Сергеевна
Социальная ответственность	Абраменко Никита Сергеевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Разделы на иностранном языке в работе отсутствуют	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	21.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	канд. физ.-мат. наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Г	Кузьмичев Арсен Самвелович		

Выпускная квалификационная работа 77 страниц, в том числе 14 рисунков, 8 таблиц. Список литературы включает 18 источников.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, дебит нефти, жидкость разрыва, эффективность, разработка, интенсификация, нефтеотдача.

Объектом исследования является технология гидроразрыва пласта.

Цель работы – исследовать применение гидравлического разрыва пласта на Игольско-Таловом месторождении.

В процессе исследования был произведен анализ применения и расчет процесса гидроразрыва, подбор необходимого оборудования для выбранного метода, определение экономического эффекта от внедрения мероприятия. Так же был проведен анализ рентабельности гидроразрыва по 6 скважинам.

В результате исследования был выявлен положительный эффект от проведения мероприятия гидроразрыва пласта.

Основные конструктивные, технологические и эксплуатационные характеристики: подготовительные работы, технология и организация выполнения работ, проведение гидравлического разрыва пласта.

Экономическая эффективность/значимость работы: дебит нефти увеличился на 5 из 6 скважинах, технология оказалась рентабельной, срок окупаемости проекта 10 дней.

Обозначения, определения и сокращения:

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

КРС – капитальный ремонт скважины;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПДД – поддержание пластового давления;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

а.о. – абсолютная отметка;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ВНК – водонефтяной контакт;

МОВ – метод отраженных волн;

ПЛВА – план ликвидации возможных аварий;

ЗКЦ – заколонная циркуляция;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

NPV – чистый дисконтированный доход (net present value);

PI – индекс рентабельности (Profitability Index);

ЭЦН – электроцентробежный насос.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	8
1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	10
1.1 Общие сведения о месторождении	10
1.2 Краткая геологическая характеристика месторождения	11
1.3 Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов.....	12
1.4 Свойства и состав пластовых флюидов	17
2. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	21
2.1 Основные показатели разработки	21
2.2 Разработка Игольской площади	22
2.3 Разработка Таловой площади	23
3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА	25
3.1 Сущность метода.....	25
3.2 Технология проведения ГРП	28
3.3 Анализ эффективности проведения ГРП	33
3.4 Оборудование, применяемое для ГРП	36
3.5 Расчет основных характеристик процесса ГРП.....	43
3.6 Заключительные работы после проведения ГРП и освоение	51
3.7 Режим работы скважины после ГРП.....	52
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	54
5. Социальная ответственность	63
5.1 Производственная безопасность	63
5.1.1 Анализ вредных факторов	64
5.1.2 Анализ опасных факторов	67
5.2 Экологическая безопасность	69
5.2.1 Источники загрязнения и виды воздействия на природную среду	69
5.2.2 Решения по обеспечению экологической безопасности при проведении ГРП	70
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	70
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72

5.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны)	
правовые нормы трудового законодательства.	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	75
Список использованных источников	76

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большинство высокодебитных объектов крупных нефтяных месторождений Западной Сибири имеют высокую степень выработки запасов и соответственно высокую обводненность добываемой продукции. В то же время на высокопродуктивных объектах имеются отдельные зоны и зональные интервалы пластов, приуроченных к слабодренируемым, низкопроницаемым и неоднородным коллекторам. Большинство вводимых в разработку объектов и участков залежей также связано с расчлененными низкопродуктивными коллекторами. Одной из основных задач обеспечения эффективной разработки залежей, с учетом текущей структуры запасов, является повышение продуктивности скважин. Наиболее эффективным методом для этого является гидравлический разрыв пласта [1].

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) впервые был разработан как метод воздействия на пласт в 1940 году, и первая операция была осуществлена в 1948 году. Первоначально немного было известно о влиянии механики горных пород и рабочих давлений на параметры создаваемой трещины [2].

Известно, что после окончания бурения и освоения продуктивность скважин существенно меньше ее потенциальных возможностей. Причин этому много – от изменения напряженного состояния пород-коллекторов в призабойной зоне до изменения их фильтрационных свойств под воздействием существующих технологий. В различных горно-геологических условиях и при использовании тех или иных режимов бурения снижение продуктивности скважин существенно отличается друг от друга. Практикой доказано, что для увеличения дебитов скважин необходимо применять различные методы восстановления фильтрационных свойств пород [3].

Углубление понимания и совершенствование процесса гидравлического разрыва пласта продолжается. Доказано, что ГРП является очень эффективным методом улучшения характеристик работы скважины и ее экономических

показателей. Успешное применение ГРП обеспечивает значительный уровень увеличения добычи в скважинах.

Гидравлический разрыв, воздействуя на пласты, повышает производительность скважин, одновременно ускоряет отбор нефти и увеличивает нефтеотдачу. Повышение производительности скважин и нефтеотдачи пласта обуславливает широкое применение метода при разведке и разработке нефтяных месторождений.

В данной работе будет проведен анализ эффективности гидравлического разрыва пласта на примере Игольско-Талового месторождения.

1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

По географическому положению Игольско-Таловое нефтяное месторождение находится в юго-западной части Западно-Сибирской низменности, входит в состав Казанского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области.

В административном отношении Игольско-Таловое месторождение находится в Каргасокском районе Томской области (рисунок 1). Ближайшим населенным пунктом является поселок Майск, расположенный в 60 км восточнее Игольско-Талового месторождения.

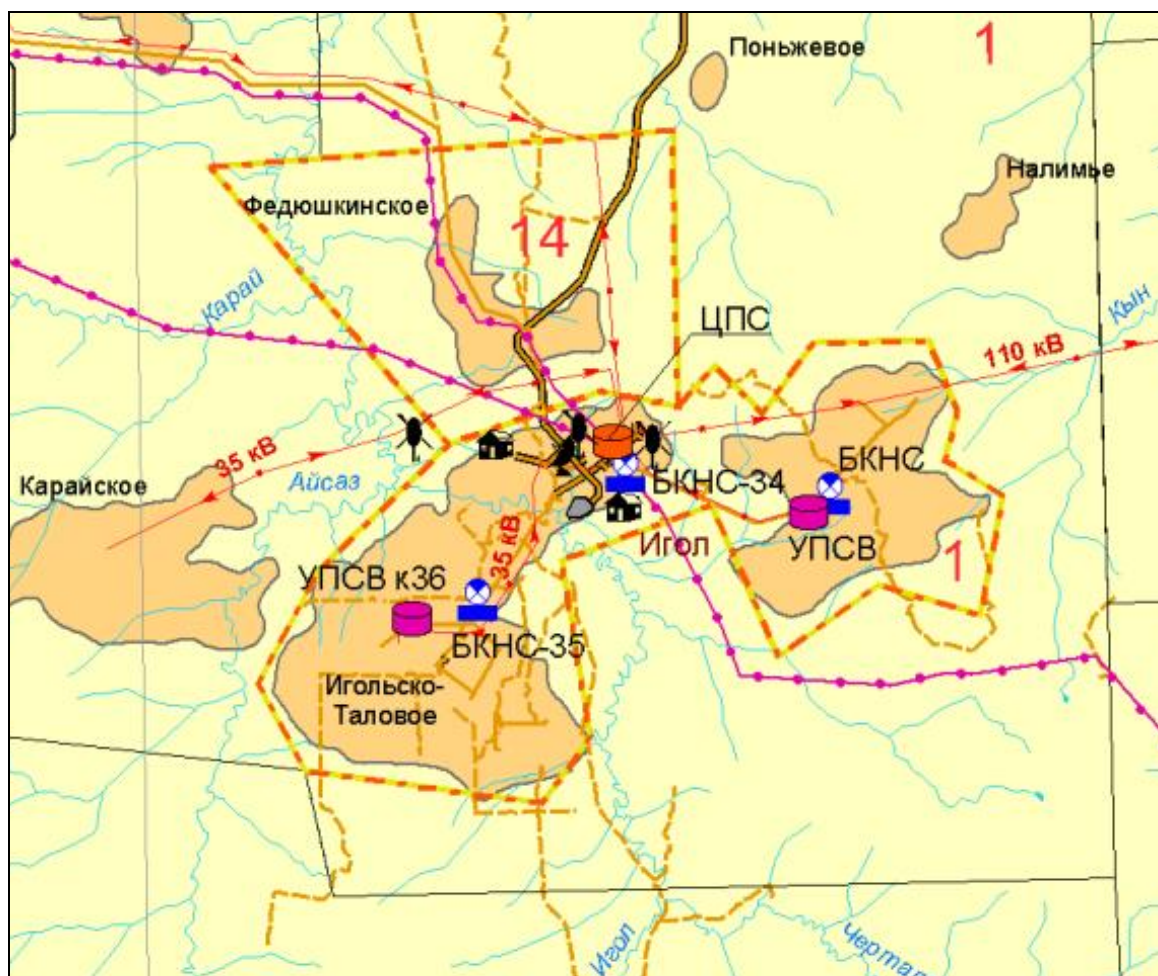


Рисунок 1.1 - Обзорная карта Игольско-Талового месторождения

Территория района месторождения представляет собой расчлененную, сильно заболоченную равнину, с абсолютными отметками поверхности земли от +95 до +195 м.

Игольско-Таловое куполовидное поднятие было выявлено работами МОВ в 1961 году – детализировано и подготовлено к вводу в поисковое бурение. Игольско-Таловое месторождение, открытое в 1977 году, введено в эксплуатацию в 1991 году бурением скважин на залежь пласта $Ю_1^2$ Игольской площади. Разработка Таловой площади ведется с 2006 года [4].

1.2 Краткая геологическая характеристика месторождения

В тектоническом отношении Игольско-Таловое месторождение приурочено к Игольскому куполовидному поднятию, расчлененному на две структуры: Игольскую и Таловую.

Игольская структура, являющаяся наиболее крупной, представляет собой складку неправильной формы северо-восточного простирания, размером 25х20 км и амплитудой около 75 м по сейсмоизогипсе – 2680 м. В пределах структуры выделяется два купола: южный, имеющий большую площадь, и северо-восточный, их амплитуды по сейсмоизогипсе отражающего горизонта Π^a – 2640 м оцениваются соответственно в 35 м и 25 м.

Таловая структура гипсометрически является более опущенной по отношению к Игольскому поднятию. Как самостоятельный элемент она выделяется по изогипсе – 2680 м, имеет сложную форму. Ее размеры составляют 15х12 км при амплитуде около 35 м.

Игольско-Таловое нефтяное месторождение находится в пределах Васюганского нефтедобывающего района. В непосредственной близости от него эксплуатируется Карайское нефтяное месторождение. Промышленная нефтеносность района связана с терригенными отложениями надугольной и межугольной толщ горизонта $Ю_1$ – пластами $Ю_1^2$ и $Ю_1^{MY}$ (васюганская свита). На Игольской структуре продуктивны оба пласта, $Ю_1^2$ и $Ю_1^{MY}$, на Таловой структуре продуктивен только пласт $Ю_1^2$, пласт $Ю_1^{MY}$ отсутствует. Литологически продуктивные отложения пласта $Ю_1^2$ представлены

песчаниками серыми, светло-серыми, среднесцементированными, участками известковыми. Отмечаются включения пирита, остатки морской фауны пелеципод и аммонитов. Пласт Ю₁^{МУ} литологически представлен песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, слюдистыми с прослоями алевролитов, аргиллитов и остатками растительного детрита [4].

Для оценки однородности коллекторов были рассчитаны средние коэффициенты песчанистости и расчленённости продуктивных пластов из которых сделан вывод, что по Игольской площади пласт Ю₁² имеет достаточно однородный разрез (коэффициент расчлененности 1), на Таловой площади число глинистых прослоев в пласте Ю₁² увеличивается в среднем до 3-4.

Перекрывающие породы сложены преимущественно глинистыми отложениями георгиевской и битуминозными аргиллитами баженовской свит, которые служат надёжной крышкой и являются хорошими геолого-геофизическими реперами.

В других частях разреза по геофизическим данным и единичным опробованиям пластов горизонта Ю₁, Б₁₆₋₂₀, Б₉ и отложений триаса признаков нефтеносности не установлено[4].

Пласт Ю₁² – основной продуктивный пласт Игольско-Талового месторождения (содержит около 92 % запасов). Вскрыт на глубинах 2717 – 3484 м и, как коллектор, имеет повсеместное распространение, за исключением скважины № 6П Игольской площади, где происходит замещение коллектора плотными разностями. С данным пластом связаны три залежи: одна приурочена к Игольской структуре и две – к Таловой.

Пласт Ю₁^{МУ} развит лишь на юге Игольской структуры. Вскрыт на глубинах 2758 – 3488 м. Имеет ограниченное распространение по площади [4].

1.3 Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов

На месторождении выявлены пять залежей нефти - три залежи в пределах Игольской площади (две залежи в пласте Ю₁^{МУ} и одна в пласте Ю₁²) и две залежи в пределах Таловой площади (пласт Ю₁²).

В пласте Ю₁² Игольской площади выявлена одна залежь нефти. Тип

залежи пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Тип коллектора - терригенный, поровый. Размер залежи 25 х 6 км, высота 77 м.

Пласт имеет наклонный ВНК. Для восточного борта контакт принят на абсолютной отметке - 2676 м (по кровле водонасыщенной части коллектора в скважинах №№ 24Р и 1162), для западного борта на абсолютной отметке - 2683-2694 м (ВНК на абсолютной отметке - 2683 м вскрыла скважина № 18Р, на абсолютной отметке -2694 м скважина 14Р).

По результатам исследования керна определение коллекторских свойств пласта Ю₁² на Игольской площади показало следующие средневзвешенные значения: открытая пористость – 16,1 %, проницаемость – $13,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², начальная нефтенасыщенность – 0,70 доли ед.

Для определения физико-гидродинамических характеристик вытеснения нефти водой были использованы результаты исследований собственного керна. Коэффициент вытеснения пересчитанный на начальную нефтенасыщенность, принятую как средневзвешенную по объему из геологической модели (0,62), составил 0,552.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам геофизических исследований.

Физико-химические свойства нефти изучены по данным исследования 118 глубинных (из 64 скважин) и 111 поверхностным пробам (из 89 скважин). Нефть Игольской площади пласта Ю₁² достаточно легкая, малосернистая с небольшим содержанием парафина и асфальто-смолистых веществ и достаточно большим выходом светлых фракций до 300 °С.

В пласте Ю₁^{МУ} Игольской площади выявлены две залежи нефти: северная и южная (Рисунок 1.2).

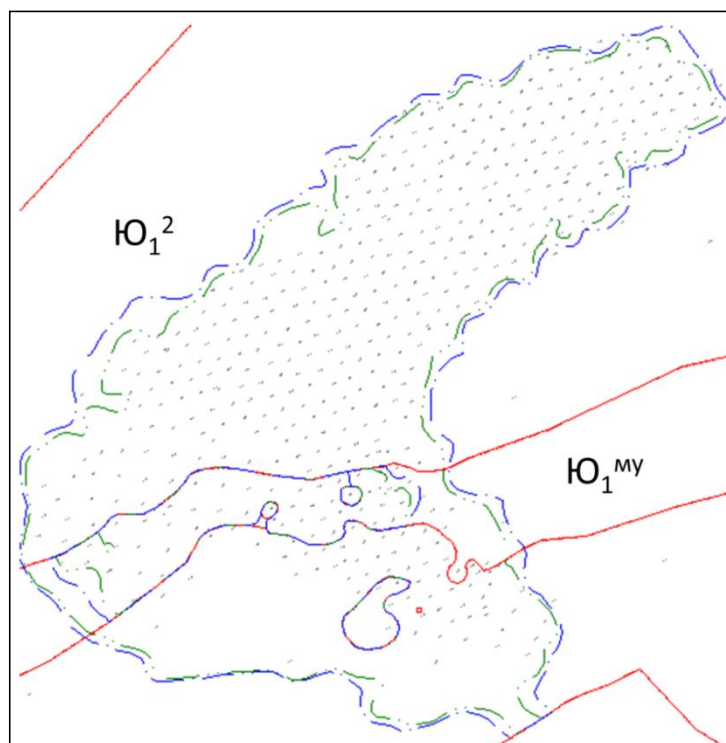


Рисунок 1.2 – Карта совмещенных контуров пластов Ю₁² и Ю₁^{му} Игольской площади

Северная залежь. Тип залежи - пластовая, сводовая, литологически экранированная. Тип коллектора - терригенный, поровый. Размер залежи 10х1,9 км, высота 55,0 м.

С западного борта ВНК был принят по результатам бурения скважины № 3302, которая вскрыла контакт по ГИС на а.о. – 2673 м, что подтверждается и опробованием скважины в интервале а.о. - 2665,4 - 2673,4 м. Водонефтяной контакт восточного борта залежи отбивается на отметке -2654 м [4].

Южная залежь. Тип залежи - пластовая, сводовая, литологически экранированная. Тип коллектора - терригенный, поровый. Размер залежи 2,5 х 0,7-1,7 км, высота 30,0 м.

Залежь вскрыта тремя скважинами: №№ 382, 1122, 2105. После последнего подсчета запасов в пределах данной залежи скважины не бурились. Все скважины вскрыли только нефтяную зону пласта, не опробованы. Продуктивность установлена по результатам интерпретации данных ГИС. Сопротивление пласта составляет 4,2–8,5 Ом*м, коэффициент нефтенасыщенности 0,36 – 0,52 [4].

По результатам исследования керна пласта Ю₁^{МУ} на Игольской площади открытая пористость изменяется от 11,4 до 14,9 %, проницаемость варьирует от 0,6 до 9,6 10⁻³ мкм², начальная нефтенасыщенность от 0,64 до 0,69 доли ед. Средневзвешенные значения параметров пласта Ю₁² составляют: открытая пористость – 13,7%, проницаемость – 2,0·10⁻³ мкм², начальная нефтенасыщенность – 0,67 доли ед.

Для определения физико-гидродинамических характеристик вытеснения нефти водой были использованы результаты исследований собственного керна (5 определений из 1 скважины), но исследованные образцы не в полной мере охватывают реальный диапазон изменения геолого-физических параметров рассматриваемого пласта, поэтому коэффициент остаточной нефтенасыщенности принимается по аналогии с пластом Ю₁², равным 0,278. Коэффициент вытеснения пересчитанный на начальную нефтенасыщенность, принятую как средневзвешенную по объему из геологической модели (0,55), составил 0,495.

Физико-химические свойства нефти изучены по данным исследования 3 глубинных (из 1 скважины) и 2 поверхностных проб (из 1 скважины). Нефть пласта Ю₁^{МУ} относится к среднему типу, с плотностью 846 кг/м³, малосернистой с небольшим содержанием асфальто-смолистых веществ, выход светлых фракций до 300 °С

В пласте Ю₁² Таловой площади выявлены две залежи нефти: основная и залежь района скважины №11Р (Рисунок 1.3).

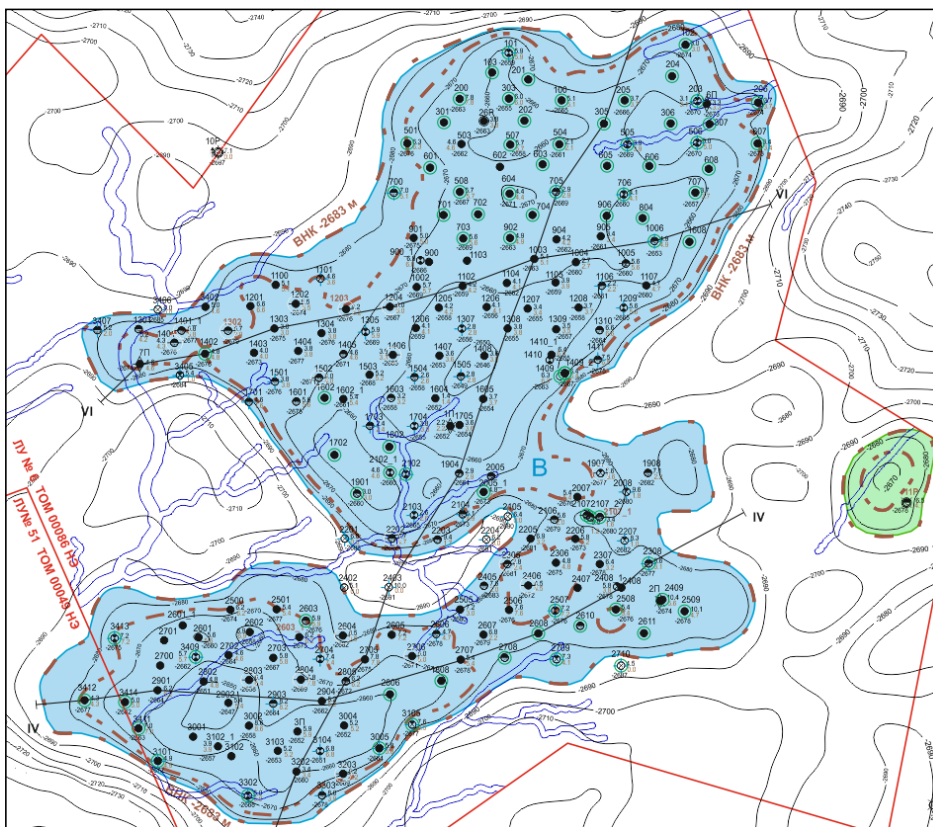


Рисунок 1.3 – План пласта Ю₁² Таловой площади

Основная залежь: тип залежи – пластовая, сводовая, тип коллектора - терригенный, поровый, размер залежи 10,5 x 3,5 км, высота 36,0 м.

Залежь района скважины №11Р: тип залежи - пластовая, сводовая, тип коллектора - терригенный, поровый, размер залежи 1,7x1,3 км, высота 5,0 м.

Водонефтяной контакт на Таловой залежи принят на абсолютной отметке - 2683 м, что подтверждается также опробованием эксплуатационных скважин № 1302 и № 2107.

По результатам исследования керна, средневзвешенные значения параметров пласта Ю₁² составляют: открытая пористость – 15,3 %, проницаемость – $8,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², начальная нефтенасыщенность – 0,661 доли ед.

Для определения физико-гидродинамических характеристик вытеснения нефти водой были использованы результаты исследований собственного керна (24 определения из 7 скважин). Коэффициент вытеснения пересчитанный на начальную нефтенасыщенность, принятую как средневзвешенную по объему из геологической модели (0,55), составил 0,495.

Физико-химические свойства нефти изучены по данным исследования 16

глубинных (из 6 скважин) и 17 поверхностных проб (из 10 скважин). Нефть Таловой площади пласта Ю₁² достаточно легкая, малосернистая с небольшим содержанием парафина и асфальто-смолистых веществ и достаточно большим выходом светлых фракций до 300°С

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Игольско-Талового месторождения представлены в приложении 2.

1.4 Свойства и состав пластовых флюидов

Исследования глубинных проб нефти Игольско-Талового месторождения были выполнены в трех лабораториях. Кроме исследований глубинных проб на месторождении были выполнены замеры газового фактора на устье скважин (36 скважин на Игольской площади и 3 скважины на Таловой) и по рекомбинированным пробам изучены свойства пластовых флюидов.

Игольская площадь охарактеризована 121 глубинными пробами нефти, отобранными из 65 скважин и поверхностными пробами нефти (109 проб из 86 скважин по пласту Ю₁² и 2 проб из 1 скважины по пласту Ю₁^{МУ}).

В пластовых условиях нефти пластов Ю₁² и Ю₁^{МУ} легкие (плотность соответственно 728,8 и 755,2 кг/м³), незначительно и маловязкие (соответственно 0,85 и 1,46 мПа*с). Давление насыщения ниже пластового и равно 8,7 и 7,1 МПа соответственно. Средние значения газового фактора, полученные при ступенчатой сепарации в рабочих условиях, составляют 79,1 м³/т (пласт Ю₁²) и 55,7 м³/т (пласт Ю₁^{МУ}). Плотность нефти пластов Ю₁² и Ю₁^{МУ} после дифференциального разгазирования соответственно 837,0 и 846,0 кг/м³. Нефтяной газ жирный, с содержанием молярной доли метана соответственно 51,86 и 57,11 % при однократном разгазировании.

По данным поверхностных проб нефти пластов Ю₁² и Ю₁^{МУ} легкие с плотностью соответственно 843,8 и 859,6 кг/м³, с повышенной вязкостью равной соответственно 8,37 и 10,12 мм²/с, малосернистые (содержание серы соответственно 0,43 и 0,51 %), с небольшим содержанием парафина (2,6 и 3,8 %) и асфальто-смолистых веществ и достаточно большим выходом светлых фракций - до 300 °С выкипает 47,1 % (пласт Ю₁²) и 44,0 % (пласт Ю₁^{МУ}) [4].

Таловая площадь охарактеризована 16 глубинными пробами нефти, отобранными из 6 скважин и поверхностными пробами нефти (17 проб из 11 скважин). В пластовых условиях нефть пласта Ю₁² легкая (плотность 761,3 кг/м³), незначительно вязкая (0,94 мПа*с). Давление насыщения ниже пластового и равно 8,0 МПа. Среднее значение газового фактора, полученного при ступенчатой сепарации в рабочих условиях, составляет 65,0 м³/т. Плотность нефти пласта Ю₁² после дифференциального разгазирования соответственно 839,6 кг/м³. Нефтяной газ жирный, с содержанием молярной доли метана 49,99 % при однократном разгазировании и 56,80 % при дифференциальном.

По данным поверхностных проб нефть пласта Ю₁² легкая (плотность 848,5 кг/м³), с повышенной вязкостью равной 8,7 мм²/с, малосернистая (содержание серы 0,44 %), с небольшим содержанием парафина (3,26 %) и асфальто-смолистых веществ и достаточно большим выходом светлых фракций - до 300°C выкипает 47,3 %.

Таблица 1.1 - Физико-химическая характеристика дегазированной нефти Игольско-Талового месторождения [4]

Наименование		Среднее значение
Игольская площадь пласт Ю ₁ ²		
Плотность при 20 °С, кг/м ³		843,8
Вязкость кинетическая, мм ² /с	t=20°C	8,37
	t=50°C	4,13
Вязкость динамическая, мПа*с	t=20°C	7,06
	t=50°C	3,29
Массовое содержание, %	серы	0,43
	смола	7,22
	асфальтенов	1,12
	парафинов	2,60
Игольская площадь пласт Ю ₁ ^{МУ}		
Плотность при 20 °С, кг/м ³		859,6
Вязкость кинетическая, мм ² /с	t=20 °С	10,12
	t=50 °С	4,94

Продолжение Таблицы 1.1

Вязкость динамическая, мПа*с	t=20 °C	8,70
	t=50 °C	4,15
Массовое содержание, %	серы	0,51
	смола	6,36
	асфальтенов	2,48
	парафинов	3,77
Таловая площадь пласт Ю ₁ ²		
Плотность при 20 °C, кг/м ³		848,5
Вязкость кинетическая, мм ² /с	t=20 °C	8,70
	t=50 °C	4,48
Вязкость динамическая, мПа*с	t=20 °C	7,33
	t=50 °C	4,20
Массовое содержание, %	серы	0,44
	смола	6,91
	асфальтенов	1,26
	парафинов	3,26

Гидрогеологические исследования подземных вод на Игольско-Таловом месторождении проведены в двенадцати разведочных и одной эксплуатационной скважинах.

Исследования состояли в определении статического уровня, дебита водоносного горизонта, в отборе проб, замере пластовых, забойных давлений, температур, газосодержания, минерализации по солемеру и плотности по денсиметру.

Район работ находится в пределах Западно-Сибирского артезианского бассейна и Средне-Обского бассейна II порядка согласно районированию, принятому в монографии “Гидрогеология СССР”. Особенностью района является расположение его в глубинной зоне, в полосе весьма избыточного и избыточного увлажнения, что определяет основные черты формирования ресурсов и химического состава подземных вод.

Гидрогеологический разрез района расчленяется на 5 водоносных комплексов:

- палеоген-четвертичный;

- верхнемеловой (покурская свита);
- нижнемеловой (алымская, киялинская, тарская и куломзинская свиты);
- юрский (васюганская и тюменская свиты);
- доюрский.

Поскольку к верхней части юрского комплекса приурочена нефтяная залежь, по ней имеются наиболее полные сведения. Воды юрского комплекса имеют более высокую гидрогеологическую закрытость недр по сравнению с вышележащими комплексами.

Меньшая водообильность пород связана с ухудшением коллекторских свойств и невыдержанностью песчаных пластов, особенно в тюменской свите.

Максимальный приток воды был получен из скважины №15Р – 45,9 м³/сут на динамическом уровне 658 м. Коэффициент продуктивности изменяется в пределах 0,39–4,8 м³/сут*МПа. Статический уровень по данным испытания устанавливается на отметках 70–120 м [4].

Воды газонасыщенные, газосодержание колеблется в пределах 1,1–2,8 м³/т. По составу воды хлоридно-кальциевые, с минерализацией около 30 г/л. По пласту Ю₁^{МУ} отобрана проба воды в скважине №9Р. Тип воды определен как гидрокарбонатно-натриевый.

Водоносный горизонт, к которому приурочены залежи нефти Игольско-Талового месторождения, представляет собой закрытый естественный резервуар, не имеющий самостоятельной области питания и находящийся в зоне затрудненного водообмена. О застойности вод свидетельствует и химический состав вод. Анализ результатов опробования в законтурной зоне показывает, в основном, низкую водообильность пласта Ю₁².

Геологические и гидрогеологические факторы позволяют предполагать неактивный упруго - водонапорный режим, по мере падения пластового давления – режим растворенного газа.

Источником хозяйственно-питьевого водоснабжения служит водоносный горизонт алымской свиты.

2. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Основные показатели разработки

Игольско-Таловое нефтяное месторождение включает в себя две площади, Игольскую и Таловую, которые в структурном плане приурочены к одноименным структурам.

Месторождение открыто в 1977 г. и введено в разработку в 1991 г. По степени промышленного освоения месторождение относится к разрабатываемым. Закачка воды осуществляется с 1993 года.

В настоящее время разработка площадей ведется с поддержанием пластового давления закачкой воды в пласт. При этом на Игольской площади принята трехрядная система, с переходом в зонах нефтенасыщенных толщин менее 2,9 м к разреженной площадной пятиточечной системе. Плотность сетки скважин составит 24,9 га/скв. На Таловой площади система разработки площадная пятиточечная с бурением горизонтальных скважин. Плотность сетки скважин составляет 26,3 га/скв [4].

За период разработки накопленная добыча нефти составила 27252 тыс.т, жидкости – 52136 тыс.т. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,320. Закачка рабочего агента с начала разработки достигла значения 79278 тыс.м³, накопленная компенсация отборов закачкой – 115,3 %. Текущая обводненность действующего фонда скважин составляет 79,3 %, средний дебит нефти составляет 10,1 т/сут, жидкости – 48,6 т/сут. Средняя приемистость нагнетательных скважин – 71,0 м³/сут.

На Игольско-Таловом месторождении пробурено 720 скважин, из них добывающих – 475, нагнетательных – 226 и водозаборных – 19 скважин (Рисунок 2.1). Реализация проектного фонда составляет 91,8 % (Приложение 2).

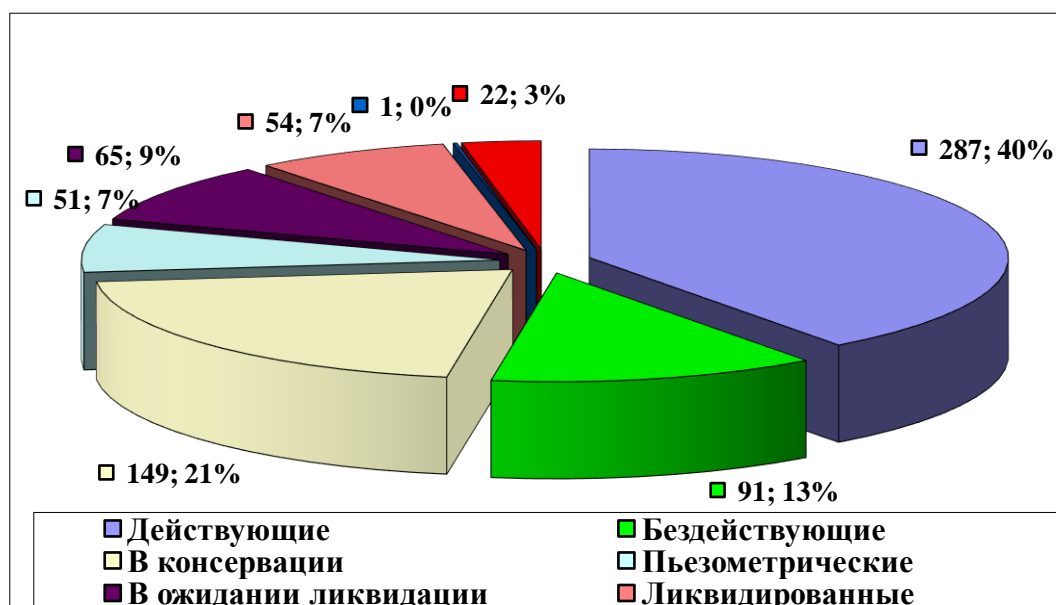


Рисунок 2.1 - Структура фонда Игольско-Талового месторождения

Освоение месторождения осуществлялось планомерным ежегодным бурением на Игольской и Таловой площадях. В приложении 2 показана динамика фонда скважин по годам разработки месторождения и структура пробуренного фонда скважин.

2.2 Разработка Игольской площади

Игольская площадь разрабатывается с 1991 г. и на данный момент находится на III стадии разработки, характеризующийся стабильно падающей добычей нефти (с 2002 г.), отбором от НИЗ - 73,2 % и ростом обводненности до 80,3 %.

На объекте $Ю_1^{2+МУ}$ реализуется трехрядная система разработки с расстоянием между скважинами 550 м с переходом в зонах нефтенасыщенных толщин менее 2,9 м к разряженной площадной пятиточечной системе [4].

Всего на пласте $Ю_1^{2+МУ}$ Игольской площади пробурено 505 скважин, в том числе добывающих 353, нагнетательных 138, водозаборных 14. Реализация проектного фонда 89,5 %. Эксплуатационный фонд 241 скважина, в том числе добывающих 105, нагнетательных 136. Действующий фонд 159 скважин, в том числе добывающих 97, нагнетательных 62.

По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти 21142 тыс.т, добыча жидкости 41462 тыс.т, закачка воды 59997 тыс.м³. Отбор от НИЗ 73,2%, текущий КИН 0,333 при утвержденном – 0,454.

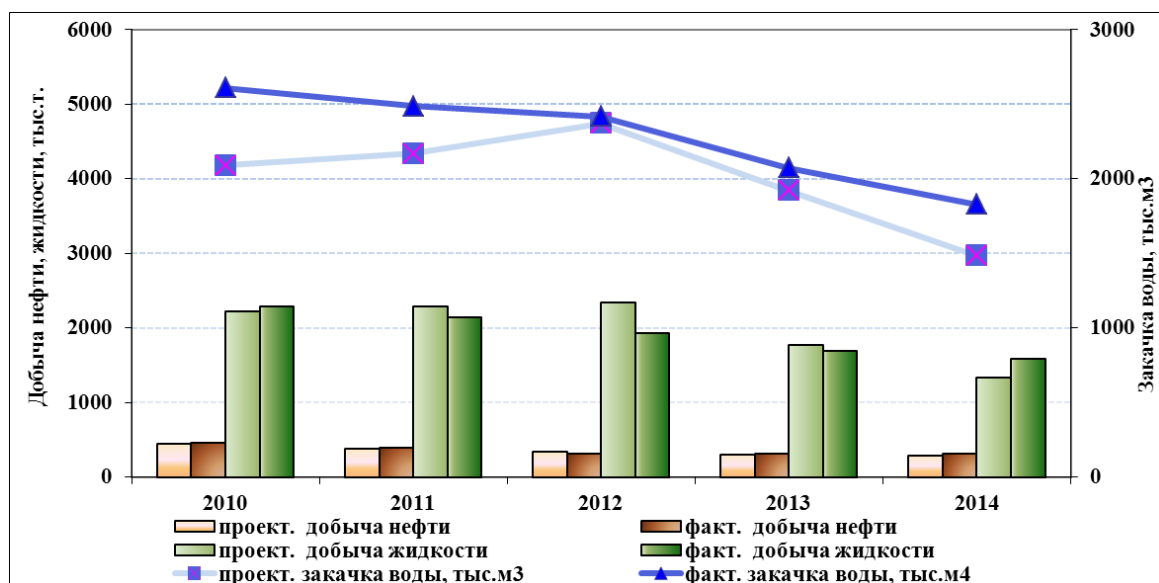


Рисунок 2.2 – Динамика основных проектных и фактических показателей разработки Игольской площади

Превышение эффективности выработки запасов нефти Таловой площади связано с вводом новых проектных кустов, проведением мероприятий по интенсификации притока к добывающим скважинам, выполнением программы ГТМ по выводу из бездействия скважин неработающего фонда. В целом, проектные показатели по накопленному отбору нефти и жидкости по Игольской площади практически выполнены. Отставания между проектной и фактической накопленной добычей нефти нет.

2.3 Разработка Таловой площади

Объект Ю₁² Таловой площади разрабатывается с 2006 года. На пласте Ю₁² Таловой площади реализуется площадная пятиточечная система с бурением горизонтальных скважин [4].

На объекте пробурено 215 скважин, в том числе добывающих 122, нагнетательных 88, водозаборных 5. Реализация проектного фонда скважин составляет 97,7 %.

Эксплуатационный фонд - 138 скважины, в том числе добывающих 59 (из них 38 горизонтальные), нагнетательных 79. Действующий фонд 128 скважин, в том числе добывающих 57 (из них 32 горизонтальные), нагнетательных 71.

По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти 6110 тыс.т, добыча жидкости 10675 тыс.т, закачка воды 14281 тыс.м³. Отбор от НИЗ 73,9%, текущий КИН (В+С₁) 0,284 при утвержденном – 0,384.

Недостижение проектных уровней добычи нефти по Таловой площади было связано с полной выработкой запасов по достижении предельного обводнения, а также с неподтверждением потенциала при выводе из бездействия скважин неработающего фонда. По итогам пересчета запасов 2015 года величина извлекаемых запасов была скорректирована, что позволит привести в соответствие фактическую добычу и проектные уровни в технологическом проекте [4].

Пластовое давление немного ниже начального и составляет 27,6 МПа.

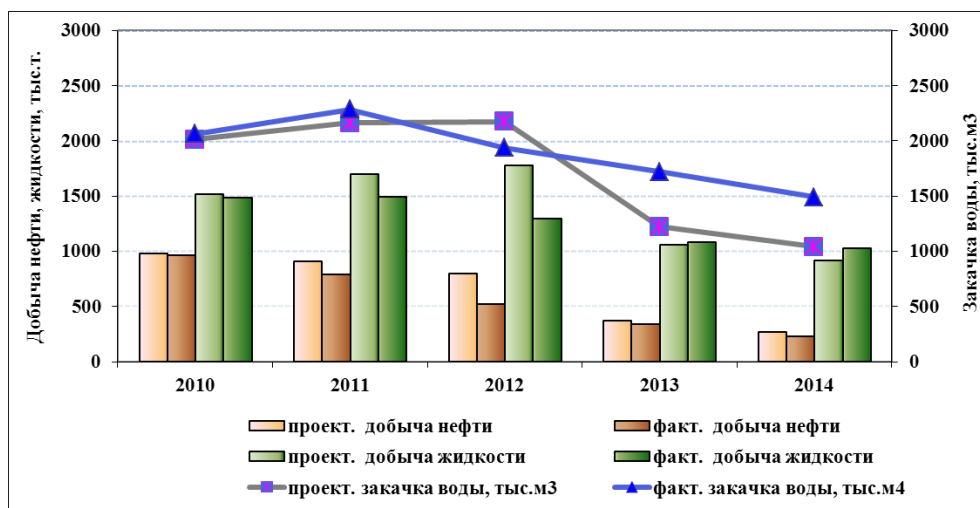


Рисунок 2.3 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Таловой площади

Анализ работы горизонтальных скважин на Таловой площади:

- 1) Запускной дебит горизонтальных скважин по сравнению с наклонно-направленными в 1,6 раза выше по жидкости и в 2 раза по нефти;
- 2) ГС запускаются с низкой стартовой обводненностью, динамика обводнения продукции скважин ниже динамики по наклонно-направленным.

3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

3.1 Сущность метода

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) - эффективное средство интенсификации притока пластового флюида в скважины и повышения нефтеотдачи пласта, а также увеличения приемистости нагнетательных скважин. Формирование в пласте искусственной трещины большой протяженности и проницаемости, соединяющей единым каналом пропластки с различными фильтрационно-емкостными свойствами, существенно изменяет режим дренирования как отдельных пропластков, так и пласта в целом [3].

Сущность метода заключается в искусственном образовании и расширении трещин в породах призабойной зоны путём создания повышенных давлений жидкости, нагнетаемой в скважину. Для предохранения от смыкания трещин после снятия давления в пласт вместе с жидкостью закачивают кварцевый песок или проппант. Как показывают исследования, в процессе гидравлического разрыва возникают трещины шириной 1-2 мм самого непредсказуемого направления. Радиус их может достигать нескольких десятков метров. Заполненные крупнозернистым песком или проппантом трещины обладают значительной проницаемостью, в результате чего после гидроразрыва производительность скважины увеличивается в несколько раз. В некоторых случаях дебиты скважин после ГРП увеличиваются в десятки раз. Это свидетельствует о том, что образовавшиеся трещины соединились с другими ранее существовавшими трещинами и приток к скважине происходит из отдельных высокопродуктивных зон [5].

Внесение изменений в строение коллектора и вмещающих его пород приводит к необходимости корректировки подходов к применению традиционных методов воздействия на призабойную и удаленную зону пласта, а также необходимости создания новых технологий, направленных на изменение созданных в процессе ГРП трещин [6].

В большинстве наклонных скважин с высокой вероятностью плоскость формируемой трещины не совпадает с траекторией скважины в пласте, поэтому

интервал хорошей гидродинамической связи скважины и трещины может меняться в широких пределах от максимального, когда линия скважины лежит в плоскости трещины, до минимального, когда вертикальная плоскость траектории скважины перпендикулярна трещине. При переходе потока нагнетаемого агента из скважины в трещину в процессе ГРП вектор и величина скорости смеси проппанта с гелем резко изменяются, что провоцирует выпадение проппанта и образование пробок, вероятность осложнений возрастает со снижением интервала активной гидродинамической связи ствола и трещины, то есть с углом входа скважины в пласт.

При разрыве пласта образуются сколы породы, отдельные частицы скелета пласта и глинистого экрана дезагрегируются и включаются в состав заполняющего трещину проппанта. Формирование трещины ГРП происходит в режиме механической неустойчивости ее стенок, при заполнении трещины проппантом поверхность трещины разрушается, что является дополнительным источником поступления твердых частиц в трещину. В результате в объеме закрепленной проппантом трещины появляются включения различного размера, которые уменьшают пористость и проницаемость и оказывают негативное влияние на режим фильтрации, что осложняет эксплуатацию скважинного оборудования. Объем включений и степень их влияния на фильтрационные свойства трещины определяются режимом формирования трещины и составом технологической жидкости, а также механической прочностью скелета, размером слагающих его частиц, и их смачиваемостью. Принципиально важным представляется подвижность этих включений в пространстве между зернами проппанта, определяемая в первую очередь их размерами и особенностями взаимодействия с насыщающими трещину флюидами: пелитовые частицы с размером меньше характерного размера пустот проппантового пакета способны аккумулироваться в нем и блокировать фильтрацию жидкости при больших градиентах давления [3].

Трещина всегда перпендикулярна минимальному горному давлению. На рисунке 3.1 показаны ориентации трещины в зависимости от направления минимального горного давления.

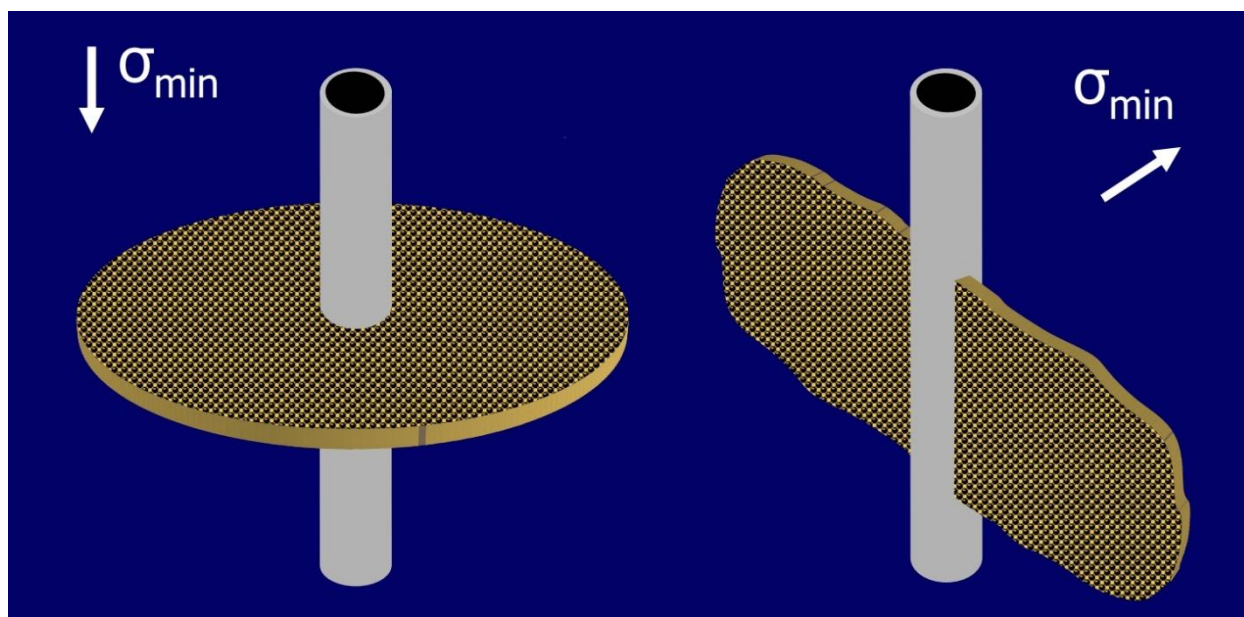


Рисунок 3.1 – Ориентация трещины в пространстве

Образование протяженных трещин и их заполнение проппантом возможно при использовании специальных реологических жидкостей, фильтрат которых в пласт через стенку трещины и пленка на поверхности проппанта оказывают негативное действие на проводимость трещины и проницаемость притрещинной зоны и в значительной мере снижают эффективность ГРП.

Таким образом, с момента ввода в эксплуатацию скважины после ГРП происходят процессы, приводящие к снижению проводимости трещин и уменьшению эффективности ГРП. Эти особенности необходимо учитывать при планировании технологии ГРП и последующих работ по реабилитации проводимости трещин. Для корректного прогноза степени влияния этих факторов на режим работы скважины наряду с традиционными исследованиями механических и фильтрационно-емкостных свойств пласта и проппанта необходимо изучение прочностных свойств пород в районе формирования трещины и на этой основе подбирать режимы проведения ГРП, оптимальные размеры проппанта, свойства технологической жидкости.

Прогнозирование выноса частиц и аккумуляции загрязнений необходимо для профилактики отказов насосного оборудования в период освоения скважин и их вывода на режим, оптимизации мероприятий по очистке трещин и реабилитации продуктивности скважин [2].

3.2 Технология проведения ГРП

Выделяют несколько видов гидроразрывов, различающихся по технологии и цели проведения процесса: однократный, многократный, массивированный, направленный (поинтервальный), двухфракционный, разрыв газами, нефтями, взрывчатыми веществами. Обычные однократные гидроразрывы ньютоновскими жидкостями предполагают закрепление трещин (5-10 т песка при концентрации 50-600 кг/м³); глубокопроникающий гидроразрыв и массивированный гидроразрыв предусматривают большое количество расклинивающего материала, применение неньютоновских жидкостей, больших объемов жидкостей и большого количества техники.

Успешное проведение ГРП требует хорошей координации и тесного сотрудничества специалистов добывающей и сервисной компаний. Для успешного проведения ГРП должны быть реализованы следующие мероприятия [2]:

1. Выбор скважин-кандидатов для ГРП.
2. Обзор всей имеющейся информации о скважине и ее истории.
3. Предварительный дизайн ГРП с использованием данных о скважине и рабочей жидкости. За это время может быть проанализировано несколько вариантов.
4. Обзор входных данных для дизайна ГРП.
5. Завершение дизайна ГРП, разработка плана работ с учетом требований безопасности, касающихся как рабочего персонала, так и оборудования.
6. Быстрая доставка и монтаж оборудования сервисной компании на место проведения полевых работ.
7. Подготовка рабочей жидкости с использованием процедур контроля качества и лучших материалов, доступных на сегодняшний день.

8. Проведение собрания по технике безопасности и опрессовка оборудования. Нагнетательный тест и основной ГРП должны быть проведены профессионально при тесном взаимодействии представителей добывающей и сервисной компаний.
9. Данные, полученные в результате проведения ГРП, должны быть сохранены. Цифровые данные должны быть использованы для дальнейших дизайнов ГРП. Все события, заслуживающие внимания, а также предложения по улучшению качества работ должны быть отражены в отчете.
10. После завершения ГРП необходимо провести наблюдение за характеристикой работы скважины. Оценка проведенного ГРП может потребовать использования меченых атомов для определения эффективности развития трещины. Также может быть полезным проведение ГДИС на неустановившихся режимах притока для получения величин эффективной длины и проводимости трещины для планирования мероприятий по усовершенствованию последующих ГРП.

Выше кровли пласта или пропластка, в котором намечается произвести разрыв, устанавливают пакер, изолирующий кольцевое пространство и колонну от давления, и гидравлический якорь. На рисунке 3.2 представлена схема установки якоря и пакера. Устье скважины обустраивают арматурой, например, 2АУ-700. Все насосные агрегаты для нагнетания жидкостей ГРП обвязывают с арматурой устья скважины через блок манифольда. Жидкости для ГРП транспортируют цистернами вместимостью по 20 м³ либо сливают в стационарные резервуары (до 75 м³) общей вместимостью 150-300 м³, вспомогательные насосные агрегаты закачивают жидкость в блендер, из которого центробежным насосом вначале только жидкость, а затем жидкость с расклинивающим агентом направляются на выкид насосных агрегатов для нагнетания в скважину. Количество насосных агрегатов определяется из условий обеспечения необходимой мощности разрыва.

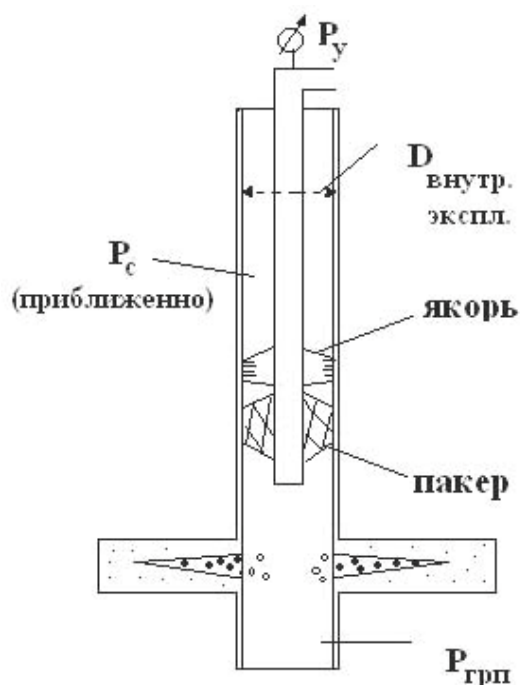


Рисунок 3.2 – Схема размещения пакера, якоря в скважине

Для того, чтобы обеспечить непрерывность процесса ГРП и избежать возникновения непредвиденных ситуаций количество агрегатов, находящихся на кусту во время ГРП удваивается. Количество линий гидроразрыва рассчитывается, исходя из скорости закачки, определенной дизайном ГРП. Обычно монтируется только одна линия. Объем проппанта, предназначенного для закачки в трещину, определяет количество блендеров. Количество песковозов зависит от объема работ. На рисунке 3.3 изображена схема расположения оборудования и техники при ГРП.

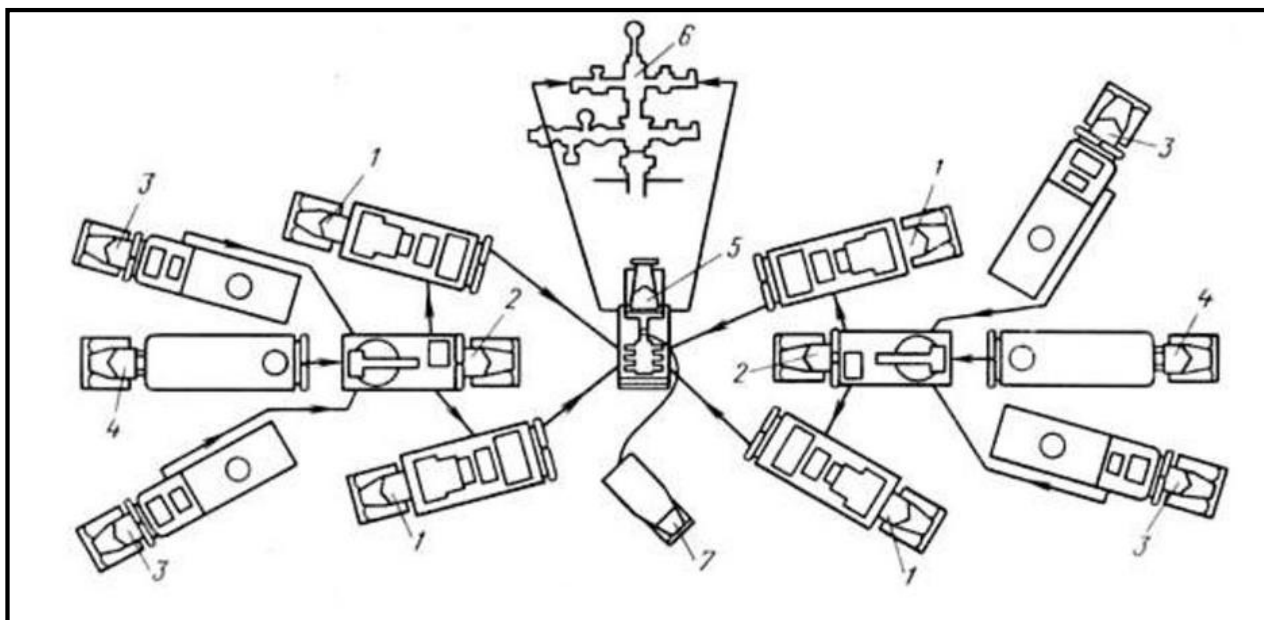


Рисунок 3.3 - схема расположения оборудования и техники при ГРП:

1 – насосные агрегаты; 2 – пескосмесительные агрегаты (блендеры); 3 – автоцистерны с технологическими жидкостями; 4 – песковозы; 5 – блок манифольдов высокого давления; 6 – арматура устья; 7 – станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь)

Все виды гидроразрыва пласта в основном отличаются количеством закачиваемой жидкости и расклинивающего агента.

Многократный ГРП применяют для создания в пласте трещин в заданных интервалах пласта. Он особенно эффективен при необходимости увеличить продуктивность скважины в неоднородных по прочности и фильтрационным характеристикам пласта.

Массированный МГРП – это усовершенствованный метод обычного гидроразрыва пласта, он является качественно новой технологией. Объем закачиваемых жидкостей возрастает до 3-4 тыс. м³, а расклинивающего агента, задавливаемого в трещину, – до 4 тыс. т. Этот способ может осуществляться несколькими способами, в том числе с применением высоковязких жидкостей и пенных систем.

Гидроразрыв с повышенной проводимостью трещин, другое его название TSO (tip-screenout). Эта разновидность ГРП направлена на создание трещины значительной ширины и высокой проницаемости.

Жидкости ГРП, используемые в настоящее время являются высокоспециализированными жидкостями, которые зависят от сложных химических добавок, используемых для обеспечения их вязкостных характеристик. Жидкости ГРП изготавливаются из ньютоновских жидкостей (таких как вода), вязкость которых при данной температуре является постоянной величиной независимо от скорости сдвига, при которой она измеряется. Таким образом, при добавлении полимеров в ньютоновские жидкости их вязкостные характеристики (способность транспортировать проппант) совершенствуются, и жидкость становится неньютоновской. Вязкость загущенной жидкости, как неньютоновской жидкости, должна всегда определяться как функция скорости сдвига. Как правило, чем больше скорость сдвига, тем меньше кажущаяся вязкость. Средний объем жидкости гидроразрыва для одной скважины составляет 40 - 80 м³. Жидкость для ГРП готовят таким образом, чтобы действие брейкера для разрушения цепочек полимера начиналось примерно через 1 - 4 часа после окончания закачки.

Необходимым свойством жидкости, используемой при ГРП, является ее способность транспортировать проппант во взвешенном состоянии через поверхностное оборудование, НКТ и перфорационные отверстия в пласт. Способность жидкости транспортировать проппант в основном зависит от ее вязкости, а также размера, плотности и концентрации проппанта [7].

Средняя скорость закачки жидкости гидроразрыва обычно равна 2 м³/мин, средняя концентрация проппанта составляет 600 кг/м³. С момента начала закачки концентрация проппанта постепенно изменяется от 0 до 1200 кг/м³ для достижения более равномерной упаковки частиц проппанта в трещине.

3.3 Анализ эффективности проведения ГРП

Основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти Игольско-Талового месторождения связаны с мероприятиями по интенсификации притока к добывающим скважинам, увеличению доли выработки запасов, улучшению условий притока флюидов к скважине (уменьшению скин-фактора), ограничению притока подошвенных и закачиваемых вод в добывающие скважины.

Работы в данном направлении проводятся с применением различных технологий. Для интенсификации притока к добывающим (улучшение условий притока, уменьшение скин-фактора) скважинам реализуется метод улучшения условий притока флюидов к скважине – гидравлический разрыв пласта.

Проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

- повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины;
- создать канал притока в пристволенной зоне с нарушенной проницаемостью.

В результате ГРПкратно улучшается проницаемость и, как следствие, повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются, прежде всего, по объемам закачки технологических жидкостей и пропантов, соответственно и по размерам создаваемых трещин.

В последние годы интенсивно развиваются технологии создания высокопроводящих трещин относительно небольшой протяженности в средне-

и высокопроницаемых пластах, что позволяет снизить сопротивление призабойной зоны и увеличить эффективный радиус скважины.

Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышению нефтеизвлечения в целом. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины при проницаемости пласта 0,01– 0,05 мкм² обычно составляет 40–60 м, а объем закачки – от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн проппанта [8].

В период 2000–2016 гг. ГРП на Игольско-Таловом месторождении проводился шестью сервисными компаниями: Schlumberger, ВJ, Като́бнефть, КАТКонефть, МеКаМиннефть, Petro-Alliance. Основной жидкостью разрыва являлась минерализованная вода. Для закрепления трещин использовался обладающий высокой прочностью керамический проппант (как российского производства Вого Ргор с проводимостью 687 Д, так и зарубежного – Carbo Lite с проводимостью 955 Д), хорошо сочетающийся с жидкостью разрыва и обеспечивающий высокую удельную проводимость трещин после ГРП

За пять лет (2012–2016 гг.) на Игольской площади было проведено 22 операции ГРП, пять из которых на скважинах, уже работающих. На двух скважинах были сделаны рефраки. На одной скважине получено всего 3 тонны дополнительной нефти.

На игольской площади наиболее интенсивно программа ГРП проводилась в 2000–2003 гг. – за данный период было проведено 182 операции, из них 133 операции на скважинах уже работающих, 49 операций на скважинах при вводе в эксплуатацию. При столь интенсивном проведении программы ГТМ и, как следствие, интенсификации отбора пластовой жидкости существующая система ППД не смогла обеспечить поддержание пластового давления на необходимом уровне. Невыполнение проектных решений по формированию системы ППД

привело в результате к понижению пластового давления и падению дебитов жидкости скважин с ГРП за 2–3 года от 30 до 60 %.

Дополнительный объем нефти в период с 1995 по 2016 гг. за счет ГРП на Игольской площади, для скважин, уже работающих до проведения ГРП, составил 5856 тыс.т, удельный вес на одну скважинно-операцию – 33,1 тыс.т, средняя продолжительность эффекта – 5 лет.

С начала разработки на скважинах Таловой площади Игольско-Талового месторождения было проведено 140 операций по гидроразрыву пласта на 127 скважинах гидроразрыв был проведен сразу после бурения. Не имея истории добычи нефти, эффективность мероприятия по ним объективно оценить не представляется возможным.

На 01.01.2016 г. накопленная дополнительная добыча нефти за счет ГРП, проведенных в 2007–2016 гг. для скважин, уже работающих до проведения ГРП, составляет 73,8 тыс.т, на одну скважину приходится 5,7 тыс.т нефти, средняя обводненность добываемой продукции увеличилась с 24,9 до 37,2 % [4].

За последние 5 лет ГРП проведено на двух уже работающих скважинах Таловой площади №№ 2601, 2701, при этом дополнительная добыча нефти получена только на скважине № 2701. За период работы на ней получена дополнительная добыча нефти 11 тыс.т от ГРП, что составляет 48,5 % от всей дополнительной добычи нефти за пятилетку работающих скважин до ГРП. Скважина № 2601 была переведена под нагнетание.

Количество проведенных ГРП на Игольско-Таловом месторождении, и дополнительная добыча нефти от ГРП (на скважинах, работающих до ГРП) по годам представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Количество ГРП и дополнительная добыча нефти по годам

Год	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Количество ГРП на работающих скважинах	16	2	3	1	1	2	0	1
Количество ГРП всего	37	7	13	2	16	2	7	12
Дополнительная добыча нефти, тыс.т	195,6	157,5	117,1	91,6	73,6	62	46,8	48,3

На основании приведенной таблицы можно сделать вывод о том, что на Игольско-Таловом месторождении все реже делают ГРП на уже работающих скважинах. Связать это можно с несовершенностью системы ППД, из-за которой проведение ГРП может ухудшить дебиты ввиду падения пластового давления.

Так же с каждым годом снижается дополнительная добыча нефти от ГРП. Причиной этого могут быть загрязнения призабойных зон, уменьшение дебитов жидкости, рост обводненности продукции скважин.

3.4 Оборудование, применяемое для ГРП

Проведение ГРП требует применения специальных жидкостей, закачиваемых при больших скоростях и давлениях для создания системы трещин. Хотя размеры и состояние площадок полевых работ могут различаться в зависимости от месторождения, для осуществления ГРП необходимо аналогичное оборудование. Типовая схема размещения оборудования изображена на рисунке 3.3.

Сервисная компания, выбранная для проведения ГРП обеспечивает все необходимое оборудование и полное его обслуживание. Эффективный ГРП требует тесного сотрудничества сервисной и добывающей компаний до, во время и после проведения ГРП [9].

Оборудование, используемое при ГРП, может включать в себя:

- емкости для рабочей жидкости;
- емкости для проппанта;
- блендер;
- насосные установки;
- расходомеры;
- специальная устьевая арматура;
- датчики давления;
- станция управления;
- блок манифольдов.

Емкости для рабочей жидкости

Емкости для рабочей жидкости используются для хранения жидкостей ГРП. Они доставляются на место проведения работ с помощью автомобильных тягачей и располагаются согласно схеме расстановки оборудования. После их установки они наполняются рабочей жидкостью.

Обычный размер емкости 50 м³. Другие размеры емкостей составляют 10, 25 и 75 м³.

Эффективность процесса подготовки рабочей жидкости и ее использования на месте полевых работ была значительно повышена с помощью гелевых концентратов, позволяющих осуществлять непрерывное смешивание жидкостей во время проведения ГРП. Это устраняет необходимость подготовки жидкости до проведения операции [10].

Емкости для проппанта

Важным условием во время проведения ГРП является возможность доступа проппанта к рабочей жидкости, что обеспечит эффективное добавление проппанта. Тип оборудования, используемого для хранения и транспортировки проппанта, различен и меняется в зависимости от размера операции.

Часто для этих целей используются проппантовозы, которые оборудованы автоматизированной системой подачи. Емкости для расклинивающего агента разделены на отсеки, что упрощает контроль процесса добавления проппанта и разделяет проппант различного размера для

закрепления первых его порций в трещине и для последней стадии закачки. Такая система транспортировки имеет автоматические заслонки и конвейер, что позволяет увеличить доступное количество проппанта.

Блендер

Блендер (и связанное с ним оборудование для транспортировки жидкости) является одним из ключевых оборудованием на месте проведения операции. Блендер используется для следующих целей:

- подготовка рабочей жидкости;
- выкачивание жидкости из емкостей во время операции и транспортировка к насосным агрегатам;
- точное дозирование проппанта;
- точное дозирование сшивателей, ПАВ и разрушителей вязкости;
- транспортировка продавочной жидкости к насосным агрегатам на заключительной стадии проведения операции.

Блендеры имеют несколько насосов для добавления и транспортировки химических реагентов, а также смесительный цилиндр винтового, лопастного или струйного типа, который обеспечивает смешивание добавок с рабочей жидкостью [2].



Рисунок 3.4 – Высокомощный блендер

Так как блендер играет большую роль в процессе ГРП, рекомендуется иметь запасной, включенный в схему ГРП для обеспечения непрерывности операции при неисправности основного. При проведении массивных ГРП

запасной блендер может быть задействован на стадии подготовки и перекачки жидкости.

Насосные установки

В насосных установках обычно используются трехцилиндровые поршневые насосы, которые принимают жидкость от блендера и нагнетают ее в скважину под большими устьевыми давлениями, достаточными для осуществления гидроразрыва. Перед проведением закачки трехцилиндровая установка должна быть заполнена и, важно, чтобы уровень жидкости в ней поддерживался на протяжении всей операции.

Насосные установки монтируются на высокопроходимых автомобилях большой мощности.

В зависимости от скорости и давления закачки, создаваемых насосными установками, они классифицируются по мощности. Действительное количество лошадиных сил, которое данный насосный агрегат может иметь зависит от его размера и технического состояния. Число насосных агрегатов, необходимых для проведения ГРП оценивается заранее. Современные насосные установки способны создавать давления до 150 МПа и поддерживать его на протяжении длительного времени. Примеры насосных установок даны на рисунке 3.5.



Рисунок 3.5 – Насосные установки для ГРП

Так как насосные установки подвержены механическим неисправностям во время проведения ГРП (особенно при высоких давлениях или объемах закачки) необходимо иметь запасное оборудование, готовое заменить неисправное. При отказе насосы останавливаются, а для возмещения потерянной мощности с помощью дублирующего оборудования скорость закачки увеличивается. Для операций по ГРП резервная мощность от 50% до 100% является обычной.

Из-за того, что большинство насосных агрегатов может создавать давление, превосходящее максимально допустимое, важно, чтобы предохранительные системы были исправны. Для этого могут быть

использованы автоматические предохранительные клапаны, которые должны быть предварительно проверены. Современные насосные установки имеют электронные выключатели на случай превышения максимального давления (например, во время преждевременного экранирования трещины).

Расходомеры

Так как скорость закачки является важным параметром ГРП, она должна контролироваться на протяжении всей операции. Химические реагенты и проппант добавляются в жидкость при определенной концентрации. Поэтому для успеха операции сведения о скорости закачки являются решающими.

При ГРП широко используется турбинный расходомер рисунок 3.6. Для осуществления операции обычно используются два турбинных расходомера: один на приеме блендера, для замера расхода чистой жидкости, второй на выходе блендера, для замера расхода готовой жидкости. Турбинные расходомеры должны быть откалиброваны для закачиваемой в скважину системы жидкости [2].

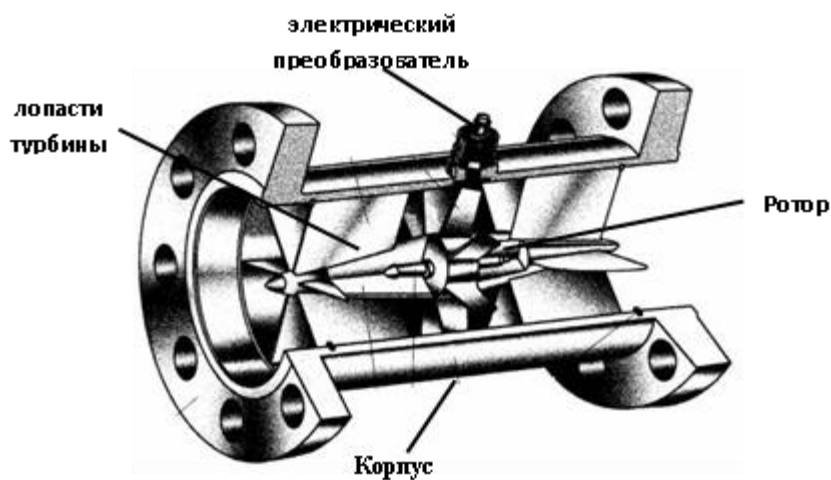


Рисунок 3.6 – Схема турбинного расходомера

Так как ГРП – динамичная операция, объемы жидкости и проппанта постоянно меняются, поэтому важно знать их точные значения.

Блок манифольдов

Блоки манифольдов предназначены для обвязки насосных установок между собой и устьевым оборудованием при гидроразрыве пласта и нагнетании жидкости в скважину при других методах воздействия.

Блоки манифольдов смонтированы на автошасси и состоят из напорного и приемно-раздаточного коллекторов, комплекта труб с шарнирными соединениями и, в некоторых случаях, подъемной стрелы [3].



Рисунок 3.7 – Машина манифольдов МТ4-105

Арматура для проведения ГРП

Блок арматуры для ГРП предназначен для герметизации устья скважины, подвешивания колонны насосно-компрессорных труб и пакерной компоновки и обеспечения процесса закачки рабочих жидкостей и смесей, применяемых при проведении работ по гидроразрыву пласта.

Арматура в основном рассчитана на работу с давлением 70 МПа и состоит из крестовины, устьевой головки, пробковых кранов, предохранительного клапана и прочих элементов обвязки.

Станция управления

Все задействованное в процессе ГРП оборудование контролируется со станции управления, расположенной вдали от насосного и смешивающего

оборудования. Станция управления расположена в зоне видимости критической области (устье и манифольд высокого давления). Для обзора детальной информации (скорость закачки, объем жидкости, устьевое давление, концентрация проппанта и т.д.) при осуществлении контроля процесса ГРП в станции управления имеются различные мониторы. Поступающие в реальном времени данные сохраняются для их последующей обработки и составления отчетов о проведенных работах. Представитель сервисной компании находится в станции управления для предоставления помощи в принятии важных решений во время проведения ГРП.

Для соблюдения техники безопасности все агрегаты располагаются радиаторами от скважины, чтобы можно было беспрепятственно отъехать от нее при аварийной или пожарной опасности. Это особенно важно при использовании жидкостей на нефтяной основе.

3.5 Расчет основных характеристик процесса ГРП

По данным, приведенным в таблице 3.2 проведен расчет основных характеристик гидроразрыва пласта Ю₁² в добывающей скважине глубиной 2628 м. Вскрытая толщина пласта $h = 12,2$ м. Разрыв произведен по НКТ с пакером, в качестве жидкости разрыва и песконосителя применяется загущенная сеноманская вода с плотностью 1080 кг/м^3 и вязкостью $0,29 \text{ Па}\cdot\text{с}$. Предполагается закачка в скважину проппанта 6 тонн. Принимаем темп закачки $Q = 1,8 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Таблица 3.2 – Параметры скважины для расчетов

Параметры скважины	Значения
Глубина скважины, м	2628
Величина интервала перфорации, м	12,2
Диаметр НКТ (внешний/внутренний), м	0,089/0,076
Диаметр эксплуатационной колонны, м	178

Для расчета показателей ГРП была использована методика И.Т. Мищенко.

Для расчета забойного давления разрыва пласта $p_{забр}$ при использовании нефiltrующейся жидкости можно воспользоваться следующей формулой (при закачке 1 м³ жидкости разрыва):

$$\frac{P_{забр}}{P_{гг}} \left(\frac{P_{забр}}{P_{гг}} - 1 \right)^3 = 5,25 \frac{1}{(1 - \nu^2)^2} \left(\frac{E}{P_{гг}} \right)^2 \frac{Q \mu_{жр}}{P_{гг}}, \quad (3.1)$$

где $P_{гг}$ – горизонтальная составляющая горного давления, МПа:

$$P_{гг} = P_{гв} \frac{\nu}{(1 - \nu)}, \quad (3.2)$$

ν - коэффициент Пуассона горных пород ($\nu=0,2-0,3$);

$P_{гв}$ – вертикальная составляющая горного давления, МПа:

$$P_{гв} = \rho_n g L_c 10^{-6}; \quad (3.3)$$

ρ_n - плотность горных пород над продуктивным горизонтом, кг/м³ ($\rho_n = 2500$ кг/м³);

E – модуль упругости пород ($E=(1-2) \cdot 10^4$ МПа);

Q – темп закачки жидкости разрыва, м³/с (в соответствии с характеристикой насосного агрегата);

$\mu_{жр}$ – вязкость жидкости разрыва, Па·с.

Для приближенной оценки забойного давления разрыва пласта при использовании фильтрующей жидкости можно использовать формулу

$$P_{забр} = 10^{-2} K L_c, \quad (3.4)$$

где K – коэффициент, принимаемый равным (1,5-1,8) МПа/м.

По формуле (3.3) рассчитаем вертикальную составляющую горного давления:

$$P_{zg} = \rho_n g L_c 10^{-6} = 2500 \cdot 9,81 \cdot 2628 \cdot 10^{-6} = 64,45 \text{ МПа.}$$

Принимая $\nu = 0,25$, по формуле (3.2) рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления:

$$P_{zg} = P_{zg} \frac{\nu}{(1-\nu)} = 64,45 \cdot \frac{0,25}{(1-0,25)} = 21,48 \text{ МПа.}$$

Из полученных данных можно сделать вывод о пространственной ориентации трещины, так как вертикальная составляющая горного давления много больше горизонтальной составляющей в данных условиях предположительно образуются вертикальные или наклонные трещины.

Зная составляющие горного давления рассчитаем по формуле (3.1) забойное давление разрыва:

$$\frac{P_{забр}}{21,48} \left(\frac{P_{забр}}{21,48} - 1 \right)^3 = 5,25 \frac{1}{(1-0,25^2)^2} \left(\frac{1 \cdot 10^4}{21,48} \right)^2 \frac{0,03 \cdot 0,28}{21,48},$$

$$\frac{P_{забр}}{21,48} = 1,032, \text{ или } P_{забр} = 22,17 \text{ (МПа)}$$

Далее найдем объемную концентрацию проппанта в смеси используя следующую формулу:

$$\beta_n = \frac{C_n / \rho_n}{C_n / \rho_n + 1}, \quad (3.5)$$

где C_n – концентрация проппанта в 1 м³ жидкости, кг/м³;

ρ_n – плотность проппанта, кг/м³.

Объемная концентрация пропантанта в смеси:

$$\beta_n = \frac{300 / 2850}{(300 / 2850) + 1} = 0,095 \text{ кг} / \text{м}^3,$$

Плотность жидкости с пропантанта рассчитаем по формуле:

$$\rho_{\text{жсп}} = \rho'_{\text{жсп}} (1 - \beta_n) + \rho_n \beta_n, \quad (3.6)$$

где $\rho'_{\text{жсп}}$ – плотность жидкости, кг/м³.

$$\rho_{\text{жсп}} = 1080 \cdot (1 - 0,095) + 2850 \cdot 0,095 = 1248,15.$$

Потери давления на трение жидкости с пропантанта:

$$P'_{\text{тр}} = \frac{8\lambda Q^2 L_c \rho_{\text{жсп}}}{\pi^2 d_{\text{вн}}^5}, \quad (3.7)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}, \quad (3.8)$$

где Re – число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{4Q\rho_{\text{жсп}}}{\pi d_{\text{вн}} \mu_{\text{жсп}}}, \quad (3.9)$$

где Q – темп закачки, м³/с,

$\mu_{\text{жсп}}$ – вязкость жидкости с пропантанта, Па·с.

Вязкость жидкости с пропантанта найдем по формуле:

$$\mu_{\text{жсп}} = \mu'_{\text{жсп}} \exp(3,18\beta_n), \quad (3.10)$$

Где $\mu'_{\text{жсп}}$ – вязкость жидкости без пропантанта.

Находим вязкость жидкости с пропантом по (3.10):

$$\mu_{жп} = 0,29 \cdot \exp(3,18 \cdot 0,095) = 0,392 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Далее по формуле (3.9) находим число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{4 \cdot 0,03 \cdot 1248,15}{3,14 \cdot 0,076 \cdot 0,392} = 1601,$$

Тогда коэффициент гидравлических сопротивлений по формуле (3.8) будет равен:

$$\lambda = \frac{64}{1601} = 0,04,$$

Отсюда по формуле (3.7) находим потери давления жидкости с пропантом на трение:

$$P'_{тр} = \frac{8 \cdot 0,04 \cdot 0,03^2 \cdot 2628 \cdot 1248,15}{3,14^2 \cdot 0,076^5} = 37,8,$$

Учитывая то, что число Рейнольдса $\text{Re} > 200$, находим потери на трение по следующей формуле:

$$P_{тр} = 1,52 \cdot P'_{тр}, \quad (3.11)$$

$$P_{тр} = 1,52 \cdot 37,8 = 57,5 \text{ МПа}.$$

Далее находим давление на устье при закачке жидкости с пропантом:

$$P_y = P_{забр} - \rho_{жп} g L_c + P_{тр}. \quad (3.12)$$

Получаем:

$$P_y = 22,17 - 1248,15 \cdot 9,81 \cdot 2628 + 57,5 = 79,67 - 32,18 = 47,49 \text{ МПа}.$$

При работе насосного агрегата FS-2251 на 3 скорости подача будет 2,1 м³/мин (0,035 м³/с), а развиваемое давление равно 65 МПа.

Найдем необходимое количество агрегатов для проведения ГРП на данной скважине по формуле:

$$N = \frac{P_y Q}{P_p Q_p K_{mc} + 1}, \quad (3.13)$$

где P_p – рабочее давление агрегата, МПа,

Q_p – подача агрегата при данном P_p , м³/с,

K_{mc} – коэффициент технического состояния агрегата ($K_{mc} = 0,5-0,8$).

Принимая коэффициент технического состояния 0,7 находим необходимое количество агрегатов:

$$N = \frac{67,6 \cdot 0,04}{95 \cdot 0,042 \cdot 0,7} + 1 = 1,89 \approx 2,$$

Значит для проведения ГРП необходимо 2 насосных агрегата FS-2251.

Рассчитаем объем продавочной жидкости. Продавочная жидкость применяется для продавки из насосно-компрессорных труб в обрабатываемый пласт жидкости разрыва и жидкости песконосителя. Воспользуемся следующей формулой:

$$V_n = 0,785 d_{\text{вн}}^2 L_c, \quad (3.14)$$

Объем продавочной жидкости:

$$V_n = 0,785 \cdot 0,076^2 \cdot 2628 = 11,92 \text{ м}^3,$$

Суммарное время работы одного насосного агрегата FS-2251 найдем по формуле:

$$t = \frac{V_{жс} + V_n}{Q_p}, \quad (3.15)$$

где $V_{жс}$ – объем жидкости для гидроразрыва (объем жидкости носителя и жидкости разрыва), $м^3$:

$$V_{жс} = \frac{Q_n}{C_n}, \quad (3.16)$$

$$V_{жс} = \frac{6000}{300} = 20 \text{ м}^3.$$

Находим время работы одного насосного агрегата по формуле (3.15):

$$t = \frac{20 + 11,92}{0,035} = 912 \text{ с или } 15,2 \text{ мин.}$$

Расчет размеров трещины

В случае образования вертикальной трещины при разрыве пласта нефилътрующей жидкостью длина трещины будет равна:

$$l = \sqrt{\frac{V_{жс} E}{5,6(1-\nu)^2 h(P_{забр} - P_{гг})}}, \quad (3.17)$$

$$l = \sqrt{\frac{20 \cdot 10^4}{5,6 \cdot (1-0,25)^2 \cdot 12,2 \cdot (22,17 - 21,48)}} = 86,85 \text{ м.}$$

Раскрытость трещины:

$$\omega_0 = \frac{4(1-\nu^2)(P_{забр} - P_{гг})l}{E}, \quad (3.18)$$

$$\omega_0 = \frac{4 \cdot (1-0,25^2) \cdot (22,17 - 21,48) \cdot 86,85}{1 \cdot 10^4} = 0,0225 \text{ м.}$$

Таким образом, при проведении ГРП с заданными параметрами на данной скважине образуется вертикальная трещина длиной 86,85 м и шириной на стенке скважины 2,25 см.

Эффективность проведения ГРП

Ожидаемый эффект от ГРП предварительно можно определить по формуле И.В. Кривоносова и И.А. Чарного, для скважин с вертикальной трещиной в однородном пласте:

$$n = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\log_{10}\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{\log_{10}\left(\frac{4R_k}{r_m}\right)}, \quad (3.19)$$

где Q_1 – дебит скважины до ГРП, м³/сут,

Q_2 – дебит скважины после ГРП, м³/сут,

R_k – радиус контура питания, м,

r_c – радиус скважины, м,

r_m – радиус трещины, м.

Радиус контура питания скважины равен 250 м. Далее по формуле (3.19) находим эффективность проведения ГРП:

$$n = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\log_{10}\left(\frac{250}{0,076}\right)}{\log_{10}\left(\frac{4 \cdot 250}{86,85}\right)} = 3,3.$$

Таким образом после проведения ГРП дебит на данной скважине теоретически должен возрасти в 3,3 раза. Фактическая эффективность может быть несколько ниже, так как при движении жидкости по трещинам, заполненным проппантом, наблюдаются неучитываемые формулой потери напора.

На практике после проведения ГРП дебит в этой скважине увеличился в 3,5 раза, а установившийся дебит стал в 1,8 раза больше первоначального.

Различия в эффективности, достигнутой после ГРП и теоретическом расчете ГРП могут быть вызваны отличием использованного оборудования, разной скоростью подачи и давлением жидкости, а также иным количеством использованного проппанта.

3.6 Заключительные работы после проведения ГРП и освоение

После проведения операции ГРП бригада КРС монтирует подъемник и все бригадное оборудование для выполнения следующих работ, которые включают [10]:

1. Подъем пакера с НКТ 89х5.5. Сама операция по подъему пакера не отличается от стандартной операции по подъему пакеров, за исключением того, что если ГРП прошел с осложнениями и в НКТ оставлен проппант. В этом случае устье скважины переоборудуется по специальной схеме и вымыв проппанта осуществляется с помощью НКТ 48х4.5, спускаемой внутрь НКТ89х5.5. Перед срывом пакера осуществляется отбивка забоя на предмет определения наличия проппанта в НКТ, интервале перфорации.
2. В случае оставления проппанта в зумпфе скважины и интервале перфорации бригада КРС приступает к нормализации забоя после извлечения пакера ГРП. Для этого в скважину спускается компоновка: пикодолото, технологические трубы и с вращением ротором и промывкой двумя агрегатами проппант вымывается на поверхность;
3. После нормализации забоя бригада КРС производит спуск лифта из НКТ 73х5.5, оборудованного забойной воронкой на глубине 2000 метров. С помощью сваба из скважины отбирается объем, равный объему скважины, плюс объем гидроразрыва.

После вызова притока производится запись профиля притока и данные о дебите скважины с целью определения типа спускаемого оборудования.

3.7 Режим работы скважины после ГРП

После инсталляции подземного оборудования добыча скважины должна быть минимальной насколько это возможно. Рекомендуемый начальный дебит по скважине в 2-3 раза больше дебита перед ГРП.

Добыча по скважине отслеживается (как минимум) 2 дня и записываются все параметры. Устьевое давление, забойное давление (или уровень жидкости) фиксируются 4-5 раз в сутки. Фиксируются любые проявления добычи проппанта, мелких частиц породы, раствора или цемента. Образцы породы, проппанта, цемента отправляются на исследования в лабораторию.

При отсутствии выноса проппанта дебит скважины увеличивается на 25% от текущего дебита. После каждого увеличения дебита скважина отслеживается 2 дня и фиксируются все данные замеров дебитов и давлений. Продолжается фиксирование проявления добычи проппанта, мелких частиц породы, раствора или цемента. Образцы отправляются на исследования.

Если вынос породы при определенном дебите скважины становится очевидным, но не происходит увеличения КВЧ, то возможно дальнейшее увеличение дебита скважины.

Дебит и давления (или динамический уровень) фиксируются в течение первых 30 дней работы. Рассчитывается коэффициент продуктивности и производится сравнение с данными по скважине соответствующими до проведения ГРП. Исследование при различных дебитах проводится на скважинах, оборудованных ЭЦН и частотным преобразователем.

Исследования дебитов после ГРП проводятся с применением модели пласта для оценки полудлины и проводимости трещины [5].

В течение 60 дней после ГРП необходимо проведение исследования КВУ для расчета свойств трещины и подтверждения расчетных параметров.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
з-2БЗГ	Кузьмичеву Арсену Самвеловичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Представлены необходимые данные для расчета величины экономического эффекта и затрат на производство работ, расчеты дополнительной добычи нефти
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добычу полезных ископаемых (рассчитываемый); Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Проект считается рентабельным и экономически эффективным
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2БЗГ	Кузьмичев Арсен Самвелович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данной главы является рассмотрение экономической эффективности проведения гидроразрыва пласта по 6 скважинам.

Оценка экономической эффективности осуществляется в пределах расчетного срока, продолжительность которого принимается с учетом требований инвестора или продолжительности реализации технологии и реального физического срока службы основного технологического оборудования. Расчетный срок измеряется количеством периодов, которые могут быть: месяц, квартал или год [14]. В данной работе расчет проведен за период 3 года.

Для того, чтобы оценить экономическую эффективность применения гидравлического разрыва пласта, необходимо рассчитать следующие параметры его рентабельности [11]:

- чистый дисконтированный доход (Net Present Value – NPV);
- индекс рентабельности (Profitability index – PI);
- срок окупаемости.

Чтобы подсчитать эти параметры, необходимо принять некоторые показатели:

- продолжительность технологического эффекта - 3 года (2013-2015 гг.);
- средний коэффициент эксплуатации скважин - 0,96;
- темп уменьшения эффективности от ГРП (среднегодовой) - 15%;
- налог на прибыль - 20%;
- ежегодные потери на обводненность на 6 скважинах, по которым проводился гидравлический разрыв – 130 т/год.

Эксплуатационные затраты, в которые входит стоимость обслуживания скважин, ППД, сбора и транспорта нефти, технологической подготовки нефти, содержания и эксплуатации оборудования, были приняты в среднем 12 млн руб./год. (36 млн. руб. за 3 года технологического эффекта).

Курс доллара примем как среднегодовой за каждый год в отдельности, цену на нефть марки Urals так же примем среднегодовую, аналогично примем уровень инфляции. Данные представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Среднегодовые экономические показатели [15]

Год	Среднегодовой курс доллара, руб.	Среднегодовая цена нефти Urals, руб./т (долл/барель)	Среднегодовая инфляция, %
2013	31,85	25014 (107,88)	6,45
2014	38,47	27334 (97,6)	11,36
2015	61,07	22776 (51,23)	12,91

Для анализа экономической эффективности возьмем 6 скважин, на которых проводился ГРП. Дебиты данных скважин до и после гидравлического разрыва представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Дебиты скважин до и после проведения ГРП

№ скважины п/п	Дебит нефти до ГРП, т/сут	Дебит нефти после ГРП, т/сут	Прирост дебита, т/сут
1	15,2	57,3	42,1
2	20,1	19,8	-0,3
3	18,8	59,2	40,4
4	27,9	53,4	25,5
5	8,6	23	14,4
6	12,7	21,1	8,4
Всего	103,3	233,8	130,5

По данным, предоставленным эксплуатирующей организацией средняя стоимость проведения гидроразрыва пласта на Игольско-Таловом месторождении равна 4251 тыс. руб. на период 2013 года. Себестоимость добычи нефти на тот же период равна 8087 руб/т.

Расчет дополнительной добычи нефти проведем по формуле (4.1):

$$\Delta Q_t = \nu q_n T, \quad (4.1)$$

Где t – рассматриваемый год;

q_n – прирост дебита после ГРП, т/сут;

T – среднее время работы скважины в год, сут;

ν – коэффициент, учитывающий среднегодовое падение добычи.

Отсюда:

$$\Delta Q_{2013} = 1 \cdot 130,5 \cdot 350 = 45675 \text{ т},$$

$$\Delta Q_{2014} = 1 \cdot 130,5 \cdot 350 = 38824 \text{ т},$$

$$\Delta Q_{2015} = 1 \cdot 130,5 \cdot 350 = 33000 \text{ т},$$

Расчет выручки с продажи нефти, добытой дополнительно:

$$B_t = \Delta Q_t C, \quad (4.2)$$

Где C – среднегодовая цена на нефть за выбранный год.

Находим выручку:

$$B_{2013} = 45675 \cdot 25014 = 1142,5 \text{ млн.руб.},$$

$$B_{2014} = 38824 \cdot 27334 = 1061,2 \text{ млн.руб.},$$

$$B_{2015} = 33000 \cdot 22776 = 751,6 \text{ млн.руб.},$$

Общая выручка за 3 года 2955,3 млн. руб.

Далее находим затраты на дополнительную добычу нефти:

$$Z_{\text{дон}} = \Delta Q_m Z_n, \quad (4.3)$$

Где Z_n – себестоимость добычи 1 тонны нефти, руб/т.

$$Z_{\text{дон}2013} = 45675 \cdot 8087 = 369,4 \text{ млн.руб.},$$

$$З_{доп\ 2014} = 38824 \cdot 8765 = 340,3 \text{ млн.руб.},$$

$$З_{доп\ 2015} = 33000 \cdot 9058 = 298,9 \text{ млн.руб.},$$

Расходы на оплату НДС:

$$З_{ндтл} = \Delta Q_m H_{ндтл}, \quad (4.4)$$

Где $H_{ндтл}$ – расчетная ставка налога на добычу полезных ископаемых, руб/т.

$$З_{ндтл\ 2013} = 45675 \cdot 5822 = 265,9 \text{ млн.руб.},$$

$$З_{ндтл\ 2014} = 38824 \cdot 6427 = 249,5 \text{ млн.руб.},$$

$$З_{ндтл\ 2015} = 33000 \cdot 7527 = 248,4 \text{ млн.руб.},$$

Прирост прибыли от ГРП:

$$П = В - З_{доп} - З_{ндтл}, \quad (4.5)$$

$$П_{2013} = 1142,5 - 369,4 - 265,9 = 507,2 \text{ млн.руб.},$$

$$П_{2014} = 1061,2 - 340,3 - 249,5 = 471,4 \text{ млн.руб.},$$

$$П_{2015} = 751,6 - 298,9 - 248,4 = 204,3 \text{ млн.руб.},$$

Затраты на проведение ГРП:

$$З_{грп} = 6 \cdot 4,251 = 25,5 \text{ млн.руб.}$$

Общий прирост прибыли от проведения ГРП 1182,9 млн. руб.

Налог на прибыль:

$$H_{пр} = \frac{П \cdot 20}{100}, \quad (4.6)$$

$$H_{np2013} = \frac{507,2 \cdot 20}{100} = 101,4 \text{ млн.руб.},$$

$$H_{np2014} = \frac{471,4 \cdot 20}{100} = 94,3 \text{ млн.руб.},$$

$$H_{np2015} = \frac{204,3 \cdot 20}{100} = 40,8 \text{ млн.руб.},$$

Прирост потока денежной наличности за год:

$$ПДН = П - H_{np}, \quad (4.7)$$

$$ПДН_{2013} = 507,2 - 101,4 = 405,8 \text{ млн.руб.},$$

$$ПДН_{2014} = 471,4 - 94,3 = 377,1 \text{ млн.руб.},$$

$$ПДН_{2015} = 204,3 - 40,8 = 163,5 \text{ млн.руб.},$$

Значит чистая прибыль за 3 года составит 946,4 млн. руб.

Далее перейдем к расчету чистой приведенной прибыли (*NPV*).

Показатель чистой приведенной прибыли (*NPV*) является главным критерием доходности инвестиций.

Метод основан на сопоставлении величины исходной инвестиции (*IC*) с общей суммой дисконтированных чистых денежных поступлений, генерируемых ею в течение прогнозируемого срока. [11] Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента *r* (норма дисконта или ставка процента). Для нашего примера норма дисконта равна 12% (0,12).

Найдем величину дисконтированных доходов (*PV*) за каждый год по формуле:

$$PV_t = \frac{ПДН_t}{(1 + r)^t}, \quad (4.8)$$

где *r* – норма дисконта (0,12).

$$PV_1 = \frac{405,8}{(1+0,12)^1} = 362,3 \text{ млн.руб.},$$

$$PV_2 = \frac{377,1}{(1+0,12)^2} = 300,6 \text{ млн.руб.},$$

$$PV_3 = \frac{163,5}{(1+0,12)^3} = 116,4 \text{ млн.руб.}$$

Тогда общая накопленная величина дисконтированных доходов:

$$PV = PV_1 + PV_2 + PV_3, \quad (4.9)$$

$$PV = 362,3 + 300,6 + 116,4 = 779,3 \text{ млн.руб.}$$

Чистый дисконтированный доход (NPV) за 3 года находим по формуле:

$$NPV = PV - IC, \quad (4.10)$$

где IC – инвестиции в проект ($З_{срн}$).

$$NPV = 779,3 - 25,5 = 753,8 \text{ млн.руб.}$$

На графике (рисунок 4.1) показано накопление чистого дисконтированного дохода за данный период.

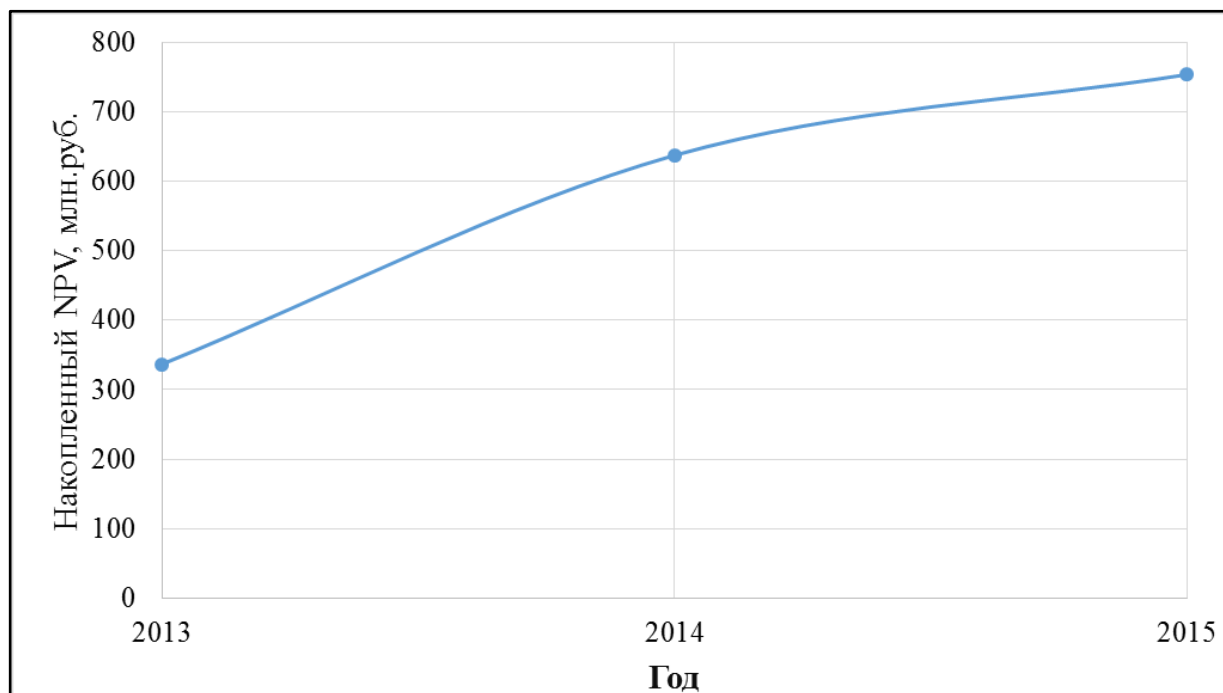


Рисунок 4.1 – Накопленный чистый дисконтированный доход

В данном расчете чистый дисконтированный доход оказался больше нуля, это говорит о том, что проект реализуем и финансово выгоден.

Найдем индекс рентабельности (PI) проекта. Индекс рентабельности рассчитывается делением суммы всех дисконтированных потоков за весь срок реализации проекта на величину первоначальных инвестиций [13]:

$$PI = \frac{PV}{IC}, \quad (4.11)$$

$$PI = \frac{779,3}{25,5} = 30.$$

По полученным данным так же видно, что проект рентабельный, так как индекс рентабельности больше 1.

Далее можем рассчитать срок окупаемости проекта. Период окупаемости для инвестиционного проекта равен числу лет, требуемых для того, чтобы совокупные ожидаемые поступления денежных средств стали равны первоначальной сумме инвестиций [14]. Период окупаемости:

$$T = \frac{IC}{ПДН}, \quad (4.12)$$

$$T = \frac{25,5}{946,4} = 0,027 \text{ лет.}$$

Период окупаемости проекта равен 0,027 года или 10 дней.

В ходе данной главы был проведен экономической анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта по 6 скважинам Игольско-Талового месторождения. Исходя из результатов анализа можно сделать следующие выводы:

- проект считается рентабельным с экономической точки зрения ($NPV > 0$, $PI > 1$);
- срок окупаемости данного проекта 10 дней;
- тот факт, что на одной из скважин дебит нефти снизился повлиял на рентабельность проекта в целом, но не значительно, ввиду повышения дебитов на остальных скважинах.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗГ	Кузьмичеву Арсену Самвеловичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>При работе и обслуживании насосных установок работники попадают в зону действия следующих поражающих факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы; – подвижные части производственного оборудования; – производственный шум и вибрация; – высокое напряжение электрического тока; – загазованность воздушной среды выхлопными газами машин, используемых при ГРП; – неблагоприятные метеорологические условия; – охлаждающее или же тепловое воздействие метеорологических условий, влажность воздуха, скорость ветра; – утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. <p>В случае аварий персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – воздействие теплового излучения пожара; – воздействие воздушной ударной волны (зона полных разрушений); – токсическое действие химических реагентов.
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	СНиП П 33-75, ГОСТ 12.01.003-83, ГОСТ 12.1.012-2004, ФЗ №2395-1, ГОСТ 12.1.004-91, ТК РФ ФЗ №197

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума и вибрации; – повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; – отклонения показателей климата на открытом воздухе. <p>Действие фактора на организм человека:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенная утомляемость; – потеря слуха и т.д. <p>Предлагаемые средства защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – оградительные сооружения; – системы очистки и вентиляции воздуха; – системы дистанционного управления; – противогазы, каски, наушники и т.д.
--	---

<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Опасные факторы и источники:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы; – электрооборудование; – оборудование под высоким давлением. <p>Средства защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – соблюдение правил пользования; – оградительные сооружения; – средства пожаротушения; – диэлектрические СИЗ и материалы; – защитные кожухи и щиты и т.д.
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<ul style="list-style-type: none"> – утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу, таких как пары нефти и газы работающих машин; – разливы жидкости разрыва при закачке. <p>Решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – использование поддонов при сборке-разборке соединений; – работа при полной герметизации колонны и отсутствии циркуляции; – технологические решения, исключающие попадание реагентов в окружающую среду.
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы, метели и снежные заносы. Техногенного характера: взрывы, ГНВП, отключение электроэнергии.</p> <p>Действие по плану ликвидации возможных аварий (ПЛВА).</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Гидравлический разрыв пласта осуществляется при надзоре ответственного инженерного работника согласно плану работ, подписанному руководителем организации. ГРП проводится под руководством ответственного инженерно-технического работника по плану работ, утвержденному техническим руководителем организации. В процессе ГРП персоналу запрещается находиться в опасной зоне.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б3Г	Кузьмичев Арсен Самвелович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной главе будут рассмотрены: производственная, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы безопасности.

Рабочее место при ГРП располагается на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование (насосные агрегаты, трубопроводы, автоцистерны, блок манифольда), а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве.

На рабочего действует большое количество опасных и вредных производственных факторов, которые могут привести к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья и заболеванию или снижению работоспособности. Рассмотрим подробно наиболее опасные и вредные производственные факторы, возникающие при выполнении ГРП.

5.1 Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при проведении гидроразрыва пласта.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при проведении ГРП

Источник фактора, наименование работ	Факторы (по ГОСТ 21.01.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Проведение гидроразрыва пласта	1. Повышенный уровень шума и вибрации; 2. Загазованность и запыленность; 3. Утечка токсичных и вредных веществ; 4. Отклонение показателей показателей микроклимата.	1. Движущиеся машины и механизмы; 2. Электробезопасность	1. ГОСТ 12.01.003-2015 2. ГН 2.2.5.2309-07 3. ГОСТ 12.1.038-2015 4. ГОСТ 12.2.003-2015

5.1.1 Анализ вредных факторов

Повышенный уровень шума и вибрации

Предельно допустимые уровни шума и вибрации должны соответствовать санитарным нормам на рабочих местах, согласно ГОСТ 12.01.003-15 и ГОСТ 12.1.012-2004. Уровень шума не должен превышать 80 дБ. Шум относится к опасным и вредным факторам в условиях труда, он способен вызвать полную или частичную потерю слуха, расстройства нервной системы, желудочно-кишечные заболевания и другие [14].

Для борьбы с шумом на нефтеперерабатывающих и газотранспортных предприятиях отрасли осуществляется комплексная целевая программа, предусматривающая:

- комплексную автоматизацию и телемеханизацию производственных процессов при бурении скважин и транспортировке нефти;
- снижение шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на путях его распространения;
- рациональную планировку компрессорных станций (КС);
- внедрение рациональных режимов труда и отдыха;
- разработку и обеспечение рабочих средствами защиты.

Для обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спец. обуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной и газовой промышленности». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в эксплуатации скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты [14].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

При проведении ГРП может происходить утечка газа, что может привести к отравлению рабочих. Загазованность на территории осуществления гидравлического разрыва должна определяться с помощью газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Применение огня для обнаружения мест утечек газа категорически запрещается. Обнаружив утечку газа, необходимо принять меры по ее устранению, соблюдая все требования по охране труда при выполнении газоопасных работ, а при невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию [14].

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Химические вещества можно разделить на несколько групп: токсические, раздражающие, сенсibilизирующие, канцерогенные и мутагенные. Попадают химические вещества в организм через дыхательные пути, ЖКТ или через кожу. Самый распространенный путь проникновения – дыхательные пути. Попадая в организм, химические вещества растворяются в крови, и могут накапливаться в организме, вызывая ряд различных заболеваний [15].

Работникам нефтегазовой отрасли часто приходится сталкиваться и контактировать с различными химическими веществами. Сама по себе нефть, добычу которой ведут на месторождении, является вредным химическим веществом, при обращении с которым необходимо соблюдать осторожность. Большая концентрация вредных химических веществ содержится в АГЗУ. Также подвергнуться химическому воздействию могут люди работающие на установках подготовки воды, нефти и газа, где для отделения фракций друг от друга, могут использоваться различные ингибиторы и эмульгаторы, состоящие из сложных химических веществ, чаще всего вредных для человека [16].

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК).

Содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам согласно таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ

Вещество	ПДК, мг/м ³
Углеводороды C ₁ -C ₁₀	300
Сероводород в смеси с УВ C ₁ -C ₅	3
Сероводород	10
Двуокись углерода	20
Хлористый бензол	0,005
Сажа	4

При проведении ГРП на Игольско-Таловом месторождении применяют СИЗ и средства коллективной защиты для уменьшения химического воздействия на рабочих. Из средств индивидуальной защиты применяются: очки, спецодежда, шланговые и гражданские противогазы.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Одним из основных вредных факторов, присущим практически всем месторождениям, расположенным в районе Западной Сибири являются сложные климатические условия.

Из параметров, характеризующих климат и оказывающих влияние на организм человека можно выделить следующие: температура, скорость ветра, барометрическое давление, влажность [14].

Климат района проведения работ континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом. Средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца июля равна +24°C, а средняя минимальная температура самого холодного месяца января – минус 40°C. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 1,2°C, абсолютный минимум температуры зимой минус 55°C, абсолютный максимум летом +37°C.

Способность человеческого организма поддерживать постоянной температуру тела при изменении параметров климата и при выполнении

работы, называется терморегуляцией. Для оптимального поддержания терморегуляции, необходима температура тела в пределах 36°C. При продолжительном нахождении работника в среде с высокой температурой, значительно увеличивается вероятность перегрева организма, что может вызвать гипертермию, которая может в дальнейшем вызвать тепловой удар, и работник может даже потерять сознания. Высокая влажность, как и высокая температура, значительно усложняет условия работы для человека. При сочетании этих двух факторов, работать становится намного сложнее. Низкая температура, также, как и высокая вызывает неблагоприятное воздействие на организм. Наиболее опасным для человека явлением можно считать гипотермию, вызываемую продолжительной работой в условиях низкой температуры. На кустовой площадке, для периодического обогрева возможно нахождение в помещении оператора, и в БМА (блок местной автоматики), которые оборудованы нагревателями, и температура в них поддерживается на уровне 23°C [14].

5.1.2 Анализ опасных факторов

Движущиеся машины и механизмы

Процесс гидравлического разрыва пласта осуществляется под руководством инженерно-технического работника по утвержденному плану. Агрегаты для гидравлического разрыва пласта устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины так, чтобы расстояние между ними было не менее 1 м, а кабины не были обращены к устью скважины. Перед проведением гидравлического разрыва-пласта талевый блок опускается вниз, отводится в сторону и прикрепляется к ноге подъемного сооружения. На глубиннонасосных скважинах отключается привод станка-качалки, затормаживается редуктор и вывешивается плакат: «Не включать – работают люди». Балансир станка-качалки демонтируется либо устанавливается в положение, при котором он не будет мешать установке устьевого арматуры и выполнению работ по обвязке устья скважины. Во время монтажа напорных трубопроводов и обвязки устья скважины на устьевого арматуре или на нагнетательных линиях

устанавливаются обратные клапаны, а на насосах-предохранительные устройства (тарированные мембраны) и манометры. С помощью импульсных трубок манометры выносятся на расстояние, обеспечивающее возможность безопасного наблюдения за их показаниями. Отвод от предохранительного устройства, установленного на насосе, закрывается кожухом и выводится под агрегат. Выхлопные трубы двигателей, установленных на агрегатах и других машинах, обеспечиваются глушителями с искрогасителями и нейтрализаторами выхлопных газов и выводятся на высоту не менее 2 м от платформы агрегата. Если при гидравлическом разрыве пласта возможно возникновение давления выше допустимого для эксплуатационной колонны данной скважины, то производится пакерование колонны. До начала закачки в скважину жидкости для гидравлического разрыва проверяется исправность насосных агрегатов и другого оборудования, правильность и надежность их обвязки и соединения с устьевой арматурой скважины. Проверяется исправность устьевой и запорной арматуры, обратных клапанов, а также приборов для замера и регистрации давления. Нагнетательные трубопроводы подвергаются опрессовке на давление, в полтора раза большее ожидаемого максимального давления при гидравлическом разрыве. При производстве гидравлического испытания трубопроводов люди должны быть удалены за пределы опасной зоны. Для осуществления процесса ГРП необходимо предусмотреть надежную связь между руководителем работ и персоналом, обслуживающим агрегаты. Агрегаты пускаются в ход только после удаления людей, не связанных непосредственно с выполнением работ у агрегатов, за пределы опасной зоны. Во время закачки и продавки жидкости при гидроразрыве пласта нахождение людей возле устья скважины и у нагнетательных трубопроводов запрещается. Во время работы агрегатов запрещается ремонтировать их, крепить обвязку или устранять пропуски в запорной арматуре. Перед отсоединением трубопроводов от устьевой арматуры, на ней закрываются краны, а в трубопроводе давление снижается до атмосферного. Остатки жидкости разрыва из емкостей агрегатов и автоцистерн сливаются в канализацию или специальную емкость. В зимний

период после временной остановки работ производят пробную прокачку жидкости, чтобы убедиться в отсутствии пробок в трубопроводах [17].

Электробезопасность

На кустовой площадке рабочие ежедневно сталкиваются с различными электроприборами которые могут нести в себе опасность поражения электрическим током. Действие электрического тока на человека носит многообразный характер. Проходя через организм человека, электрический ток вызывает термическое (ожоги), электролитическое (разложение крови), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (судороги, разрывы кожи, сосудов, переломы костей). Все это многообразие действий может привести к двум видам поражения: электрическим травмам и электрическим ударам [11].

В таблице 5.2 представлены значения силы тока и воздействие их на организм.

Таблица 5.2 – Воздействие на организм различных значений силы тока

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, затруднение дыхания
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибриляция сердца
>300	Паралич сердца

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Источники загрязнения и виды воздействия на природную среду

Первостепенными источниками загрязняющего воздействия при гидравлическом разрыве пласта являются:

- жидкости ГРП (разрыва, продавочная);
- загрязненные ливневые воды;
- горюче смазочные материалы (ГСМ);
- продукты сгорания топлива при работе ДВС;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы.

Виды возможного воздействия на природную среду при ГРП: загрязнение жидкостями ГРП и химическими реагентами почвы, поверхностных водоемов, атмосферного воздуха.

Второстепенные объекты негативного воздействия:

- почва и поверхностные водоемы;
- недра;
- атмосферный воздух;
- растительный и животный мир [19].

5.2.2 Решения по обеспечению экологической безопасности при проведении ГРП

При осуществлении гидравлического разрыва в большинстве случаев используют жидкости на основе нефти. Причем перед закачкой их обрабатывают химическими составами компании «CLEARWATER Inc.». Последние имеют в своей основе вещества 3 класса опасности и большинство других веществ 2-3 класса. Это напрямую говорит о том, что при утечке они представляют серьезную опасность для окружающей среды. Поэтому на производстве применяют следующие способы, предотвращающие попадание жидкостей разрыва в окружающую среду [10]:

- жидкости для гидравлического разрыва изготавливаются по специальным технологиям, не допускающим их попадания в почву;
- при сборке-разборке быстросъемных соединений и других креплений арматуры применяются поддоны;
- проведение ГРП осуществляют только при полностью герметизированной эксплуатационной колонне и в отсутствие ЗКЦ [9].

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – обстановка, возникающая в результате аварии на объекте или определенной территории, а также в результате иного природного или техногенного бедствия. В результате ЧС наносится серьезный вред окружающей среде и народному хозяйству, ставится под угрозу жизнь людей, а также причиняется ущерб имуществу населения. Чрезвычайные

ситуация подразделяются на трансграничные, территориальные, федеральные, региональные, местные и локальные. Принадлежность ЧС к той или иной категории зависит от числа пострадавших людей, размера ущерба в материальном отношении, а также от площади воздействия вредоносных факторов [17].

При проведении ГРП могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- лесные и торфяные пожары.

б) Техногенного характера:

- взрывы;
- ГНВП;
- отключение электроэнергии [17].

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи при чрезвычайных ситуациях составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- перечень возможных аварий на объекте;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений.

- осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;
- список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
- список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
- акты испытания СИЗ, связи, заземления;
- график и схему по отбору проб газовой среды;
- технологическая схема объекта;
- годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий [17].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.

Согласно ТК РФ, N 197 - ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов [16];
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда;
- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Гидравлический разрыв пласта осуществляется при надзоре ответственного инженерного работника согласно плану работ, подписанному руководителем организации.

ГРП проводится под руководством ответственного инженерно-технического работника по плану работ, утвержденному техническим руководителем организации [15].

В процессе ГРП персоналу запрещается находиться вблизи нагнетательных трубопроводов и рядом с устьем скважины;

Напорный коллектор блока манифольдов должен быть оборудован датчиками контрольно-измерительных приборов, предохранительными клапанами и линией сброса жидкости, а нагнетательные трубопроводы - обратными клапанами. Схема обвязки устья скважины перед проведением ГРП согласовывается с противофонтанной службой.

После обвязки устья скважины необходимо опрессовать нагнетательные трубопроводы на ожидаемое давление при гидравлическом разрыве пласта с коэффициентом запаса не менее 1,25 [15].

В процессе ГРП все оборудование работает на предельных паспортных режимах при высоких давлениях, поэтому для обеспечения безопасности работ необходимо придерживаться следующих правил:

- работников допускают к проведению ГРП только после соответствующего инструктажа по ТБ;
- территорию вокруг скважины очищают от посторонних предметов;
- расставляют агрегаты, обвязывают все оборудование, опрессовывают его под непосредственным руководством и контролем ответственного руководителя работ;
- насосные агрегаты должны иметь исправную контрольноизмерительную аппаратуру;
- предохранительные клапаны должны быть предварительно опрессованы, а их сброс должен быть обеспечен линией, отводящей жидкость под агрегат;
- при опрессовке обвязки и пакера рабочие не должны находиться у устья скважины и у элементов обвязки. В это время запрещается проводить какие-либо работы с элементами обвязки;
- демонтаж оборудования разрешается только после снижения давления до атмосферного [15].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы был проведен анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта на примере одной из скважин Игольско-Талового нефтяного месторождения. По проведенным расчетам метод ГРП на данной скважине увеличивает дебит в 3,3 раза, что почти совпадает с реальными данными по этой скважине.

В последнее время гидроразрыв на данном месторождении все реже используется на уже работающих скважинах и в 90% случаев проводится сразу после бурения.

В теоретической части работы было рассмотрено геологическое строение нефтеносных пластов, состав пластовых флюидов и текущее состояние разработки Игольско-Талового месторождения.

В финансовой части проведен экономический анализ проведения ГРП по 6 скважинам. Произведен расчет основных экономических показателей. На основе полученных расчетов можно сделать вывод, что при выбранных временных рамках экономический эффект от проведения ГРП экономически оправдан.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. В.И. Некрасов, А.В. Глебов, Р.Г. Ширгазин, В.В. Вахрушев
«Гидроразрыв пласта: внедрения и результаты, проблемы и решения». -
Лангепас, Тюмень ГУП «Информационно — издательский центр ГНИ
по РБ», 2001г. — 240с.
2. Альфред Р., Дженнингс Ж. Применение гидравлического разрыва пласта;
пер. с англ. Д. А. Малахов. — М.: Петроскиллс, 2003. — 168 с.
3. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. — М:
Недра, 2006. -565 с.
4. Технологический проект разработки Игольско-Талового нефтяного
месторождения, «ОАО «Томскнефть» ВНК»
5. Усачев П. М. Гидравлический разрыв пласта. - М.: Недра, 1986. — 165 с.
6. Альварado В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов.
Планирование и стратегии применения. — М.: Премиум Инжиниринг,
2011.
7. Шаманов С.А. «Бурение и заканчивание горизонтальных скважин» — М.:
Недра-Бизнес центр, 2001. — 190с.
8. Меликбеков А.С.«Теории практика гидравлического разрыва
пласта». — М.: Недра, 1967г. — 141с.
9. Малышев А.Г. Особенности эксплуатации скважин после ГРП. — М.:
«ВНИИОЭНГ», 2010. — 156с.
10. Зейгман Ю. В., Шамаев Г. А. Справочник нефтяника: 2-е изд., доп. и
перераб. — Уфа: Тау, 2005. — 272 с.
11. Андреев А.Ф. Основы экономики и организации нефтегазового
производства: учебник — М: Академия, 2014.
12. Злотникова Л.Г. Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях:
учебник. — М.: Нефть и газ, 2005. — 452 с.

13. Управление проектами: учебник / А.А. Дульзон; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2013. — 334 с.
14. Управление качеством: учебное пособие для бакалавров / С. Ю. Беляев, Ю. Н. Забродин, В. Д. Шапиро. — Москва: Омега-Л, 2013. — 381 с.
15. Среднегодовые курсы доллара к рублю, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://kurs-dollar-euro.ru/srednegodovoj-kurs.html> Дата обращения: 22.05.2017 г.
16. Гарантии права работников на труд в условиях, соответствующих требованиям охраны труда, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://tkodeksrf.ru/ch-3/rzd-10/gl-36/st-220-tk-rf>.
Дата обращения: 07.05.2017 г.
17. Компоновка рабочей зоны при ГРП, [Электронный ресурс], Режим доступа: http://studopedia.ru/17_50245_gidravlicheskiy-razriv-plasta.html. Дата обращения: 20.05.2018г.
18. РД 153-34.0-03.702-99. Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве